



महाराष्ट्र शासन राजपत्र

असाधारण भाग चार-क

वर्ष १, अंक ४६]

मंगळवार, नोव्हेंबर १०, २०१५/कार्तिक १९, शके १९३७

[पृष्ठे ५६ किंमत : रुपये १.००

असाधारण क्रमांक ७८

प्राधिकृत प्रकाशन

महाराष्ट्र शासनाव्यतिरिक्त इतर वैधानिक प्राधिकाऱ्यांनी तयार केलेले

(भाग एक, एक-अ व एक-ल यांमध्ये प्रसिद्ध केलेले वैधानिक नियम व आदेश यांव्यतिरिक्त इतर)

वैधानिक नियम व आदेश ; यात भारत सरकार, उच्च न्यायालय, पोलीस आयुक्त, आयुक्त (राज्य उत्पादन शुल्क), जिल्हादंडाधिकारी व निवडणूक आयोग, निवडणूक न्यायाधिकरण, निवडणूक निर्णय अधिकारी व निवडणूक आयोगाखालील इतर प्राधिकारी यांनी तयार केलेले वैधानिक नियम व आदेश यांचा समावेश होतो.

महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग, मुंबई

महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग (नूतनशील ऊर्जेच्या दर निश्चितीकरणाच्या अटी व शर्ती) विनियम, २०१५

अधिसूचना

विद्युत अधिनियम, २००३.

क्रमांक मविनिआ/लिंगल/२०१५/०९३३.—महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, २००३ च्या कलम ६१, ६६, ८६ सह कलम १८१ अन्वये प्रदान करण्यात आलेल्या आणि या संदर्भात त्यास समर्थ करणाऱ्या अन्य सर्व अधिकारांचा वापर करून व पूर्व-प्रसिद्धी नंतर, खालीलप्रमाणे विनियम करीत आहे :—

१. संक्षिप्त शीर्षक, व्याप्ती व प्रारंभ

१.१ या विनियमांना, “महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग (नूतनशील ऊर्जेच्या दर निश्चितीकरणाच्या अटी व शर्ती) विनियम, २०१५”, असे म्हणावे.

१.२ हे विनियम शासकीय राजपत्रातील त्यांच्या प्रसिद्धीच्या दिनांकापासून अंमलात येतील.

२. व्याख्या व अर्थनिश्चिती

२.१ संदर्भानुसार वेगळा अर्थ अपेक्षित नसेल तर, या विनियमांमध्ये :—

(ए) “अधिनियम” म्हणजे विद्युत अधिनियम, २००३ (२००३ चा ३६) ;

(बी) “सहाय्यकारी ऊर्जेचा वापर” म्हणजे वीज निर्मिती केंद्राच्या सहाय्यकारी उपकरणांनी केलेला विजेचा वापर आणि निर्मिती केंद्रातील ट्रान्सफॉर्मरमधील हानि, जो निर्मिती केंद्राच्या सर्व संचांच्या जनरेटर टर्मिनल्सच्या ठिकाणी निर्माण झालेल्या एकूण विजेच्या बेरजेच्या टक्केवारीत व्यक्त करण्यात येतो ;

(सी) “ वीज खरेदीचा सरासरी खर्च ” म्हणजे वितरण परवानाधारकाने खरेदी केलेली किंवा खरेदी करणे अपेक्षित असलेल्या भारांकित सरासरी विजेची किंमत (नूतनशील स्रोतांकडूनची वीज खरेदी वगळून) परंतु त्यामध्ये आयोगाने संबंधित वीज दराच्या आदेशात किंवा अन्य कोणत्याही सर्वसाधारण किंवा विशिष्ट आदेशात मान्यता दिलेल्या, स्वतःसाठी केलेल्या वीज निर्मितीच्या खर्चाचा, असल्यास, समावेश राहिल.

(डी) “ बायोगॅस ” म्हणजे पिकांचे उर्वरीत भाग, सांडपाणी आणि खत यासारखे सेंद्रिय पदार्थ जेव्हा ऑक्सीजन-मुक्त वातावरणामध्ये विघटित होतात तेव्हा त्यातून निर्माण झालेला वायु ;

(इ) “ बायोमास ” म्हणजे शेतीच्या आणि वनीकरणाच्या प्रक्रियेमध्ये निर्माण झालेला कचरा (उदा. पेंढा आणि खोड) किंवा शेती उत्पादनाच्या प्रक्रियेत निर्माण झालेली दुय्यम उत्पादने (उदा. कोंडा, टरफल, पेंड इ.); ऊर्जा निर्मितीसाठी झाडांच्या केलेल्या खास लागवडीतून मिळालेले लाकूड किंवा जंगलातील झुडपांपासून/तणांपासून मिळालेले लाकूड; आणि काही औद्योगिक प्रक्रियांमध्ये निर्माण झालेला लाकडाचा भुगा ;

(एफ) “ बायोमास गॅसिफिकेशन ” म्हणजे बायोमासच्या अपूर्ण प्रज्वलनाची प्रक्रिया ज्यामधून कार्बन मोनोक्साईड (सीओ), हायड्रोजन (एच_२) आणि मिथेन (सीएच_४)चा अंश, यांचे मिश्रण असलेला प्रज्वलनशील वायु निर्माण होतो, ज्यास ‘उत्पादक वायु’ म्हटले जाते ;

(जी) “ क्षमता वापर घटक (सीयुएफ) ” म्हणजे, संपूर्ण वर्षभरात प्रकल्पातून निर्माण झालेल्या प्रत्यक्ष एकूण ऊर्जेशी प्रकल्पाच्या प्रमाणित क्षमतेनुसार निर्माण होणाऱ्या तितक्याच ऊर्जा उत्पादनाचे गुणोत्तर ;

(एच) “ केंद्रीय आयोग ” किंवा “ सीईआरसी ” म्हणजे अधिनियमाच्या कलम ७६ च्या उप-कलम १ मध्ये उल्लेख केलेला केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग;

(आय) “ केंद्रीय आयोग नूतनशील ऊर्जेच्या दराचे विनियम ” म्हणजे नूतनशील ऊर्जा स्रोतांपासूनच्या ऊर्जेच्या दर निश्चितीकरणाचे नियमन करणारे केंद्रीय आयोगाचे विनियम ;

(जे) “ आयोग ” किंवा “ एमईआरसी ” म्हणजे अधिनियमाच्या कलम ८२ मध्ये उल्लेख केलेला महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग ;

(के) “ कामकाज प्रचालन विनियम ” म्हणजे महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग (कामकाज प्रचालन) विनियम २००४, वेळोवेळी सुधारीत केल्याप्रमाणे;

(एल) “ कार्यान्वित झाल्याचा दिनांक ” म्हणजे निर्मिती कंपनीने तिच्या निर्मिती केंद्राचा संच कार्यान्वित झाल्याचा जाहीर केलेला दिनांक;

(एम) “ पात्र प्रकल्प ” म्हणजे,

एक. नवीन किंवा पुनर-ऊर्जाकरण (रि-पॉवरिंग) केलेल्या पवन टर्बाइन जनित्रांचा वापर करून या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला पवन विद्युत प्रकल्प.

दोन. नवीन संयंत्र व मशिनरीचा वापर करून राज्य नोडल एजन्सी/राज्य शासनाने मान्यता दिलेल्या जागेत स्थित असलेला आणि एकल ठिकाणी २५ मेगावॉट किंवा त्यापेक्षा कमी स्थापित क्षमता असलेला या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला लघु जल विद्युत प्रकल्प.

तीन. नवीन संयंत्र व मशिनरीचा वापर करून राज्य नोडल एजन्सीने/राज्य शासनाने मान्यता दिलेल्या जागेत आणि ५०० किलोवॉटच्या वर आणि १००० किलोवॉट किंवा त्यापेक्षा कमी स्थापित क्षमता असलेला या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला मिनि जल विद्युत प्रकल्प.

चार. नवीन संयंत्र व मशिनरीचा वापर करून राज्य नोडल एजन्सीने/राज्य शासनाने मान्यता दिलेल्या जागेत स्थित असलेला आणि ५०० किलोवॉट किंवा त्यापेक्षा कमी स्थापित क्षमता असलेला या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला मायक्रो जल विद्युत प्रकल्प.

पाच. रॅन्काईन सायकल तंत्रज्ञानावर आधारित नवीन संयंत्र व मशिनरीचा आणि बायोमास इंधन स्रोतांचा वापर करून या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्प, परंतु असे की, खनिज इंधनाचा वापर हा या विनियमातील खंड ४५ मध्ये ठरवून दिल्यानुसार मर्यादित ठेवण्यात येईल ;

सहा. नवीन संयंत्र व मशिनरीचा वापर करून खालील व्याख्या आणि अर्हतेच्या आवश्यकतांची पूर्तता करणारा या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्प :—

सह-निर्मितीचा टॉपींग सायकल प्रकार - कोणतीही सुविधा जी वीज निर्मितीसाठी अ-खनिज इंधनाचा वापर करते आणि त्याचवेळी अन्य औद्योगिक प्रक्रियांमध्ये उष्णतेवर चालणाऱ्या उपयुक्त उपकरणांसाठी निर्माण केलेल्या औष्णिक ऊर्जेचा देखील उपयोग करते.

परंतु असे की, या विनियमांच्या विनियम ६३ मध्ये ठरवून देण्यात आल्यानुसार खनिज इंधनाचा वापर मर्यादित ठेवण्यात येईल.

परंतु आणखी असे की, उपयुक्त वीज निर्मिती आणि उपयुक्त औष्णिक वीज निर्मितीपैकी अर्धी वीज यांची बेरीज ही या सुविधेने हंगामात वापरलेल्या ऊर्जेच्या ४५ टक्क्यांपेक्षा जास्त असणे आवश्यक आहे.

स्पष्टीकरण - या खंडाच्या प्रयोजनासाठी “उपयुक्त वीज निर्मिती” म्हणजे जनित्रातील एकूण वीज (युनिट्समधील) निर्मिती होय. (नक्त वीज निर्मितीमध्ये सह-निर्मिती प्रकल्पामधील (म्हणजे बॉयलर फीड पंप आणि एफडी/आयडी पंखे) सहाय्यकारी वापराचा समावेश करून एकूण वीज काढण्यात आली आहे.);

“उपयुक्त औष्णिक वीज” म्हणजे सह-निर्मिती प्रकल्पाद्वारे प्रक्रियेला पुरविण्यात आलेली उपयुक्त उष्णता (वाफ) होय.

सहनिर्मिती प्रकल्पाचा “ऊर्जेचा वापर” म्हणजे उपयुक्त ऊर्जा निर्मिती जी इंधनाने पुरविलेली असते.

सात. अ-खनिज इंधनावर आधारित अर्हताकारी नसलेला सह-निर्मिती प्रकल्प म्हणजे जो पात्रतेच्या निकषांची पूर्तता करीत नाही आणि जो या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला असेल.

आठ. भारत सरकारच्या नवीन आणि नूतनशील ऊर्जा मंत्रालयाने (एमएनआरई) मान्यता दिलेल्या तंत्रज्ञानावर आधारित आणि या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला सौर पीव्ही, सौर छपरावरील पीव्ही आणि सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्प ;

नऊ. भारत सरकारच्या नवीन आणि नूतनशील ऊर्जा मंत्रालयाने (एमएनआरई) मान्यता दिलेल्या तंत्रज्ञानावर आधारित आणि या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला कचऱ्यावर आधारित विद्युत प्रकल्प ;

दहा. भारत सरकारच्या नवीन आणि नूतनशील ऊर्जा मंत्रालयाने (एमएनआरई) मान्यता दिलेल्या दिलेल्या नूतनशील ऊर्जेच्या तंत्रज्ञानावर आधारित आणि या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला एकाच जागेतील पवन-सौर हायब्रिड, सौर-बायोमास हायब्रिड, सौर-सहनिर्मिती हायब्रिड, सौर औष्णिक हायब्रिड यासारखा हायब्रिड नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प ;

अकरा. भारत सरकारच्या नवीन आणि नूतनशील ऊर्जा मंत्रालयाने (एमएनआरई)ने मान्यता दिलेल्या तंत्रज्ञानावर आधारित आणि या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला बायोमास गॅसिफायर आणि बायोगॅसवर आधारित प्रकल्प ;

(एन) “अस्तित्वात असलेला नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प” म्हणजे या विनियमांच्या अधिसूचनेच्या दिनांकापूर्वी कार्यान्वित झालेला नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प ;

(ओ) वीज निर्मिती केंद्रात वापरलेल्या इंधनाच्या संदर्भात “एकूण कॅलरिफिक व्हॅल्यू” किंवा “जीसीव्ही” म्हणजे एक किलोग्रॅम घन इंधन किंवा एक लिटर द्रव इंधन किंवा एक स्टॅंडर्ड क्युबिक मीटर वायुरूप इंधनाच्या,जसे असेल तसे, संपूर्ण ज्वलनातून निर्माण झालेली किलो कॅलरीमधील उष्णता ;

(पी) “हायब्रिड नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प” म्हणजे असा नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प ज्यामध्ये एकाच जागेतील वीज निर्मितीसाठी एमएनआरईने मान्यता दिलेल्या नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञानाच्या संयोगाचा (कॉम्बिनेशन) वापर करण्यात येतो;

(क्यू) “स्थापित क्षमता” म्हणजे निर्मिती केंद्राच्या सर्व संचाच्या नामपट्टीवर नमूद करण्यात आलेल्या क्षमतांची एकूण बेरीज किंवा जनरेटर टर्मिनल्सच्या ठिकाणी असलेली निर्मिती केंद्राची क्षमता;

(आर) “आंतर-जोडणी ठिकाण” म्हणजे नूतनशील ऊर्जा निर्मिती सुविधेचे पारेषण यंत्रणा किंवा वितरण यंत्रणेशी, जसे असेल तसे, जोडणीचे ठिकाण; आणि

१. पवन ऊर्जा आणि सौर फोटोव्हॉल्टिक प्रकल्पांच्या संबंधात, संयुक्त उप-केंद्राच्या उच्च दाबाच्या बाजूला असलेल्या बहिर्गामी फीडरवरील लाईन आयसोलेटर हे आंतर-जोडणीचे ठिकाण राहिल ;

स्पष्टीकरण :—संयुक्त उप-केंद्र म्हणजे असे उप-केंद्र ज्यामध्ये स्टेप-अप ट्रान्सफॉर्मर आणि संलग्न स्विचगिअर असतील आणि त्याच्या लघु दाबाच्या बाजूला बहुविध (एकापेक्षा अधिक) निर्मिती संच (म्हणजे पवन टर्बाइन जनरेटर्स किंवा सौर पीव्ही मॉड्युल्स / अरेज (arrays)/इन्व्हर्टर युनिट्स) जोडलेले असतील.

२. मिनि/मायक्रो जल, लघु-जल, बायोमास आणि बायोमास गॅसिफिकेशन, अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती, बायोगॅसवर आधारित, हायब्रिड नूतनशील ऊर्जा, कचऱ्यावर आधारित विद्युत प्रकल्प आणि सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पांच्या संबंधात, जनरेटर ट्रान्सफॉर्मरच्या उच्च दाबाच्या बाजूला असलेल्या बहिर्गामी फीडरवरील लाईन आयसोलेटर हे आंतर-जोडणीचे ठिकाण राहिल ;

(एस) “मायक्रो जल विद्युत प्रकल्प” म्हणजे ५०० किलोवॉटपर्यंत व त्यासह निर्मिती केंद्राची क्षमता असलेला जल विद्युत प्रकल्प ;

(टी) “मिनी जल विद्युत प्रकल्प” म्हणजे ५०० किलोवॉट वरील आणि १ मेगावॉट किंवा त्यापेक्षा कमी निर्मिती केंद्राची क्षमता असलेला जल विद्युत प्रकल्प ;

(यु) “एमएनआरई” म्हणजे भारत सरकारचे नवीन आणि नूतनशील ऊर्जा मंत्रालय ;

(व्ही) “नवीन नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प” म्हणजे या विनियमांच्या अधिसूचनेच्या दिनांकानंतर कार्यान्वित झालेला नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प ;

(डब्ल्यु) “अनिश्चित (नॉन-फर्म) वीज” म्हणजे आयोगाने वेळोवेळी मान्यता दिलेल्या नूतनशील स्रोतांपासून निर्माण केलेली वीज ज्यातील तासागणिक बदल हे, ज्यांच्याबाबतीत अचूक अनुमान करता येत नाही अशा सूर्यप्रकाश किंवा वारा इ. नैसर्गिक घटकांवर, अवलंबून असतात ;

(एक्स) “अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती” म्हणजे ज्या प्रक्रियेत ऊर्जेच्या एकाहून अधिक प्रकारांची (जसे वाफ आणि वीज) निर्मिती बायोमासचा वापर करून क्रमवार पद्धतीने होते अशी प्रक्रिया ;

(वाय) “संचालन व देखभाल खर्च” किंवा “ओ अँड एम खर्च” म्हणजे प्रकल्पाच्या किंवा त्याच्या भागाच्या संचालन व देखभालीवर झालेला खर्च, ज्यामध्ये मनुष्यबळ, दुरुस्ती, सुटे भाग, वापरून संपणाऱ्या वस्तु, विमा आणि वरकड (ओव्हर हेड) खर्चाचा समावेश होतो;

(झेड) “प्रकल्प” म्हणजे वीज निर्मिती केंद्र आणि आंतर-जोडणी ठिकाणापर्यंत असलेली निष्कासन यंत्रणा, जसे असेल तसे, आणि लघु जल विद्युत निर्मिती केंद्राच्या बाबतीत, अशा केंद्रांमधील निर्मिती सुविधेच्या सर्व भागांचा जसे, पाणी आत घेणारी वहन यंत्रणा आणि योजनेतील वीज निर्मिती संच, जे केवळ वीज निर्मितीशी संबंधित असतात, यांचा समावेश होतो;

(एए) “नूतनशील ऊर्जा” किंवा “आर ई” म्हणजे नूतनशील ऊर्जा स्रोतांपासून ग्रिडमध्ये सामावण्याजोग्या दर्जाची निर्माण केलेली वीज ;

(बीबी) “नूतनशील ऊर्जा विद्युत प्रकल्प” म्हणजे पारंपरिक विद्युत प्रकल्पांशिवाय अन्य विद्युत प्रकल्प ज्यामध्ये नूतनशील ऊर्जा स्रोतांपासून ग्रिडमध्ये सामावण्याजोग्या दर्जाची निर्माण करण्यात येते ;

(सीसी) “नूतनशील ऊर्जा स्रोत” म्हणजे मिनि, मायक्रो आणि लघु हायड्रो, पवन, सौर, ऊसाच्या चिपाड्यासह बायोमास, बायो इंधन, नागरी क्षेत्रातील किंवा नगरपालिकेतील घन कचरा यासारखे नूतनशील स्रोत आणि “एमएनआरई” ने मान्यता किंवा मंजूरी दिलेले असे अन्य स्रोत;

(डीडी) “पुनर्-ऊर्जाकरण (रिपॉवरिंग)” म्हणजे कामास प्रारंभ झाल्यापासून किमान १५ वर्षे कार्यरत असलेले जुने पवन टर्बाइन बदलून त्याऐवजी नामपट्टीवर उल्लेखलेल्या अधिक प्रमाणित क्षमतेचे किंवा जास्त कार्यक्षमता असलेले नवीन पवन टर्बाइन बसविण्याची प्रक्रिया, ज्यामुळे एकाच ठिकाणापासून निर्माण होणाऱ्या विजेमध्ये नक्त वाढ होते ;

(इइ) “पुनर्विलोकन कालावधी” म्हणजे या विनियमांत वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठी विनिर्दिष्ट करण्यात आलेले निकष वैध राहतील असा कालावधी;

(एफएफ) “लघु-जल विद्युत प्रकल्प” म्हणजे १ मेगावॉटपेक्षा जास्त परंतु २५ मेगावॉट किंवा त्यापेक्षा कमी निर्मिती केंद्राची क्षमता असलेला जल विद्युत प्रकल्प ;

(जीजी) “सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्प” म्हणजे असा विद्युत प्रकल्प ज्यामध्येफोटोव्हॉल्टॅक तंत्रज्ञानाद्वारे सूर्य प्रकाशाचे रुपांतर थेट विजेत करण्यात येते.

(एचएच) “छपरावरील सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्प” म्हणजे छपरावरील सौर फोटोव्हॉल्टॅक विद्युत प्रकल्प, जे ग्राहकाच्या इमारतीच्या छपरावर किंवा अन्य कोणत्याही उंच ठिकाणी बसविलेले असतात आणि ज्यामध्ये फोटोव्हॉल्टॅक तंत्रज्ञानाच्या माध्यमातून सूर्यप्रकाशाचे रुपांतर थेट विजेत करण्यात येते आणि ते एमएनआरईने वेळोवेळी विनिर्दिष्ट केलेल्या अन्य कोणत्याही पात्रता निकषांची पूर्तता करतात,

(आयआय) “सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्प” म्हणजे सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्प ज्यामध्ये लाईनफोकस किंवा पॉइंट फोकसच्या तत्वावर आधारित एकवटलेल्या सौर विद्युत तंत्रज्ञानाच्या माध्यमातून सूर्यप्रकाशाचे रुपांतर थेट विजेत करण्यात येते;

(जेजे) “राज्य नोडल एजन्सी ” म्हणजे महाराष्ट्र ऊर्जा विकास अभिकरण (मेडा) किंवा आयोगाकडून वेळोवेळी निर्देशित करण्यात येईल अशी अन्य कोणतीही संस्था.

(केके) “केंद्राचा उष्मांक दर” किंवा “एसएचआर” म्हणजे वीज निर्मितीसाठी इंधन वापरणाऱ्या नूतनशील ऊर्जा निर्मिती प्रकल्पाच्या जनरेटर टर्मिनलच्या ठिकाणी एक युनिट (kWh) विद्युत ऊर्जा निर्माण करण्यासाठी लागणारी किलोकॅलरी (kCal) मधील उष्णता ;

(एलएल) “वीज दराचा कालावधी” म्हणजे या विनियमांतर्गत विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या निकषांच्या आधारे आयोगाने ज्या कालावधीसाठी वीज दर निश्चित करावयाचा असतो तो कालावधी ;

(एमएम) निष्कासन यंत्रणेसह निर्मिती केंद्राच्या संचाच्या संबंधात “उपयुक्त आयुर्मान” म्हणजे अशा निर्मिती सुविधेचा वाणिज्यिक कामकाजास प्रारंभ झाल्याच्या दिनांकापासूनचा खालील कालावधी :

(ए) पवन ऊर्जा विद्युत प्रकल्प	२५ वर्षे
(बी) बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्प, अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती	२० वर्षे
(सी) मिनि/मायक्रो आणि लघु-जल विद्युत प्रकल्प	३५ वर्षे
(डी) सौर पीव्ही/ सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्प	२५ वर्षे
(ई) छपरावरील सौर पीव्ही यंत्रणा विद्युत प्रकल्प	२५ वर्षे :

परंतु असे की, केंद्रीय आयोगाचे मापदंड विचारात घेऊन, आयोगाकडून अन्य नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांचे “उपयुक्त आयुर्मान” प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर निश्चित करताना विनिर्दिष्ट करण्यात येईल.

(एनएन) “वर्ष” म्हणजे एक आर्थिक वर्ष.

२.२ (अ) वर नमूद केलेल्या व्यतिरिक्त आणि संदर्भानुसार विरुद्ध नसेल किंवा विषयानुसार अन्यथा आवश्यकता असल्यास, याविनियमांत वापरलेले शब्द व उक्ती, ज्यांची या विनियमांत विशेषत्वाने व्याख्या करण्यात आलेली नाही परंतु अधिनियमांमध्ये ज्यांची व्याख्या करण्यात आलेली आहे त्यांचा अर्थ, त्यांना अधिनियमात देण्यात आलेल्या अर्थानुसार राहिल आणि अधिनियमात त्यांची व्याख्या करण्यात आलेली नसेल तर, त्यांचा अर्थ त्यांना विद्युत उद्योगाला लागू असलेल्या संसदेच्या किंवा राज्य विधानमंडळाच्या कोणत्याही कायद्यामध्ये आणि महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोगाकडून अधिनियमांतर्गत तयार करण्यात आलेल्या विनियमांमध्ये देण्यात आलेल्या, अर्थानुसार राहिल.

(ब) या विनियमांच्या मराठी अनुवादातील व इंग्रजी विनियमांमधील कोणत्याही शब्दांचा/मजकुराचा अर्थ निश्चित करताना कोणताही वाद उद्भवल्यास आणि/किंवा कोणतीही विसंगती आढळल्यास मूळ इंग्रजीतील विनियम ग्राह्य धरण्यात येतील.

३. विनियमांची व्याप्ती

३.१ महाराष्ट्र राज्यात वीज निर्मितीसाठी आणि वितरण परवानाधारकांना विजेची विक्री करण्यासाठी राज्यात कार्यान्वित होणाऱ्या सर्व नवीन नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांना, जे या विनियमांच्या प्रयोजनासाठी पात्र प्रकल्प असतील आणि ज्यांचा वीज दर आयोगाने अधिनियमाच्या कलम ६२ सह कलम ८६ अंतर्गत निश्चित करावयाचा आहे, अशा नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांना हे विनियम लागू राहतील :

परंतु असे की, एखाद्या नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाने जर महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग (नूतनशील ऊर्जा खरेदीचे बंधन, त्याचे पालन आणि नूतनशील ऊर्जा प्रमाणपत्र चौकटीचे कार्यान्वयन) विनियम, २०१० (“मविनिआ आरपीओ आणि आरईसी विनियम”) मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेली नूतनशील ऊर्जा प्रमाणपत्र (आरईसी) पद्धत स्वीकारण्याचे ठरविले तर, अशा नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाची किंमत ठरविण्याच्या पद्धतीचे नियमन, या विनियमांतील तरतुदीद्वारे किंवा भविष्यांत विनिर्दिष्ट करण्यात येईल त्यानुसार, करण्यात येईल.

३.२ विद्यमान नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांना लागू असलेला वीज दर आणि अन्य अटी व शर्ती यांचे नियमन आयोगाने वेळोवेळी पारित केलेल्या नूतनशील वीज दराच्या आदेशातील तरतुदीद्वारे करण्यात येईल :

परंतु असे की, विद्यमान नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांना महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग (नूतनशील ऊर्जेच्या दर निश्चितीकरणाच्या अटी व शर्ती) विनियम, २०१० च्या विनियम ५.१ मधील दुसऱ्या परंतुकात नमूद केलेल्या अटी यापुढेही लागू राहतील.

४. माहिती सादर करणे

४.१ वितरण परवानाधारक मागील तिमाही संपल्यानंतर एक महिन्याच्या आत, आयोग वेळोवेळी जी माहिती विनिर्दिष्ट करेल त्या माहिती व्यतिरिक्त, राज्य नोडल एजन्सीला खालील त्रैमासिक माहिती सादर करील:-

- (अ) स्रोत-निहाय नूतनशील ऊर्जा क्षमतेत मेगावॅटमधील वाढीचा सविस्तर तपशील;
- (ब) नूतनशील ऊर्जा खरेदीचा (दशलक्ष युनिट्समधील) सविस्तर तपशील; आणि
- (क) या विनियमांतर्गत केलेल्या ऊर्जा खरेदी करारांचे (इपीए) विवरणपत्र.

वितरण परवानाधारक वरील माहिती त्यांच्या संकेत-स्थळांवर, मागील वर्षातील क्षमता वाढीच्या तपशिलासह, तिमाही तत्वावर प्रदर्शित आणि अद्ययावत करतील.

४.२ नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाच्या कामगिरीच्या मापदंडासंबंधातील माहिती जसे की, प्रत्यक्ष निर्माण झालेली ऊर्जा, मासिक प्रत्यक्ष क्षमता वापर घटक (सीयुएफ) आणि प्रत्यक्ष सहाय्यकारी वापर, असल्यास; आणि वित्तीय माहिती जसे की, भांडवली खर्च, वार्षिक संचालन आणि देखभाल खर्च, कर्ज व निधी उभारणीचा तपशील आणि व्याज दर, इ., सह नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प कंपन्यांनी सादर करणे आवश्यक असलेली कोणतीही अन्य वित्तीय, तांत्रिक किंवा अन्य माहिती आयोग किंवा राज्य नोडल एजन्सी, वेळोवेळी विनिर्दिष्ट करील.

प्रकरण १ : सर्वसाधारण तत्त्वे

५. ग्रिडशी जोडलेल्या नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांद्वारे निर्माण करण्यात आलेल्या विजेच्या प्राप्तीसाठी स्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया

अधिनियमाच्या कलम ६३ अंतर्गत भारत सरकारकडून जेव्हा निर्गमित करण्यात येतील त्या मार्गदर्शक सुत्रांनुसार पारदर्शक स्पर्धात्मक बोली प्रक्रियेमधून वीज दर निश्चित करण्यात आला असेल तर आयोग नूतनशील ऊर्जा विद्युत प्रकल्पासाठी अशा वीज दराचा स्वीकार करील.

६. पुनर्विलोकन कालावधी

६.१ या विनियमांतर्गत पुनर्विलोकन कालावधी हा आर्थिक वर्ष २०१९-२० च्या अखेरपर्यंतचा पाच (५) आर्थिक वर्षांचा असेल. पुनर्विलोकन कालावधीच्या पहिल्या वर्षाची सुरुवात या विनियमांच्या अधिसूचनेच्या दिनांकापासून होईल.

६.२ त्यानंतरच्या पुढील पुनर्विलोकन कालावधीकरीता विनियम स्वतंत्रपणे अधिसूचित करण्यात येतील :

परंतु असे की, पुढील पुनर्विलोकन कालावधीची सुरुवात होईपर्यंत जर असे विनियम अधिसूचित करण्यात आले नाहीत तर या विनियमांमध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेले वीज दराचे निकष, पुढील विनियमांमध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात येणाऱ्या समायोजनांच्या अधीन राहून, पुढील विनियम अधिसूचित करण्यात येत नाहीत तोपर्यंत, लागू राहतील.

७. वीज दराचा कालावधी

७.१ पवन ऊर्जा, बायोमासवर आधारित, सौर पीव्ही, छपरावरील सौर पीव्ही आणि अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पासाठी वीज दराचा कालावधी तेरा (१३) वर्षांचा राहिल.

७.२ ५ मेगावॅटपेक्षा जास्त आणि २५ मेगावॅटपर्यंत व त्यासह क्षमता असलेल्या लघु जल विद्युत प्रकल्पासाठी वीज दराचा कालावधी तेरा (१३) वर्षांचा राहिल.

७.३ ५ मेगावॉट किंवा त्यापेक्षा कमी क्षमता असलेल्या लघु जल विद्युत प्रकल्पासाठी आणि मिनि/मायक्रो जल विद्युत प्रकल्पांसाठी वीज दराचा कालावधी पस्तीस (३५) वर्षांचा राहिल.

७.४ सौर औष्णिक प्रकल्पांसाठी वीज दराचा कालावधी पंचवीस (२५) वर्षांचा राहिल.

७.५ वीज निर्मिती केंद्र किंवा संचाकरिता, जसे असेल तसे, वाणिज्यिकरित्या त्यांच्या कामकाजास सुरुवात केल्याच्या दिनांकापासून वीज दराचा कालावधी सुरु होईल.

८. प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर

८.१ खालील प्रकारच्या विद्युत प्रकल्पांसाठी आयोगाकडून, प्रकल्प विशिष्ट वीज दर प्रकरण-निहाय तत्वावर निश्चित करण्यात येईल :-

(ए) भारत सरकारच्या नवीन व नूतनशील ऊर्जा मंत्रालयाने (एमएनआरई) मान्यता दिलेल्या तंत्रज्ञानांवर आधारित कचऱ्यातून ऊर्जा निर्मितीचे प्रकल्प जसे नगरपालिकेच्या घन कचऱ्यावर आधारित प्रकल्प ;

(बी) या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर, भारत सरकारच्या नवीन व नूतनशील ऊर्जा मंत्रालयाने (एमएनआरई) मान्यता दिलेल्या अन्य कोणत्याही नवीन नूतनशील ऊर्जेचे तंत्रज्ञानांवर आधारित प्रकल्प ;

(सी) सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्प, ज्याच्याकरिता प्रकल्प कंपनीने प्रकल्प-विशिष्ट वीज दराचा पर्याय स्वीकारला असेल :

परंतु असे की, सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पांकरिता प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर निश्चित करताना, आयोग या विनियमांमधील प्रकरण ८ मधील तरतुदींचे मार्गदर्शन घेईल.

(डी) भारत सरकारच्या नवीन व नूतनशील ऊर्जा मंत्रालयाने (एमएनआरई) मान्यता दिलेल्या नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञानावर आधारित हायब्रीड नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प, जसे की, पवन सौर-हायब्रीड, सौर-बायोमास हायब्रीड आणि सौर-सह-निर्मिती हायब्रीड.

(इ) वॉटर कूल्ड कन्डेन्सर सह रॅन्काइन सायकल तंत्रज्ञानाच्या वापरावर आधारित प्रकल्पांव्यतिरिक्त अन्य बायोमास आधारित प्रकल्प.

(एफ) बायोमास गॅसिफायर आणि बायोगॅसवर आधारित विद्युत प्रकल्प.

८.२ अशा नूतनशील ऊर्जा स्रोतांपासूनच्या वीज निर्मितीसाठी प्रकल्प-विशिष्ट वीज दराचे निश्चितीकरण, आयोगाने संबंधित आदेशांमध्ये विनिर्दिष्ट केलेल्या अटी व शर्तींना अनुसरून, असेल :

परंतु असे की, भांडवली खर्च आणि संचालन व देखभाल खर्च वगळता, प्रकरण २ मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेले वित्तीय निकष हे असे प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर ठरविताना कमाल मर्यादांचे प्रमाण असतील.

९. वीज दर निश्चितीकरणाच्या याचिका व कामकाज

९.१ आयोग, केंद्रीय आयोगाने संबंधित नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञानांच्या संबंधात वेळोवेळी विनिर्दिष्ट केलेले निकष विचारात घेऊन, जितके व्यवहार्य असेल तितके, पुनर्विलोकन कालावधीच्या प्रत्येक वर्षाच्या पूर्वी किंवा सुरुवातीला, सामान्य वीज दर अधिसूचित करील :

परंतु असे की, आढावा कालावधीच्या पहिल्या वर्षाकरिता (आर्थिक वर्ष २०१५-१६), या विनियमांच्या अधिसूचनेच्या दिनांकापासून तीन महिन्यांच्या आत, आयोगाला सामान्य वीज दर निश्चित करता येईल.

९.२ प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर निश्चित करण्यासाठी सादर करण्यात आलेल्या याचिकेसोबत, आयोगाच्या लागू असलेल्या विनियमांमध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेले शुल्क पाठविण्यात येईल व तसेच त्यासोबत खालील कागदपत्रे देखील जोडलेली असतील :-

(ए) या विनियमांसोबत परिशिष्ट अ म्हणून जोडलेल्या नमुना १.१, १.२, २.१ आणि २.२ मधील, जसे असेल तसे, माहिती;

(बी) सविस्तर प्रकल्प अहवाल ज्यामध्ये तांत्रिक व कामकाजविषयक तपशील, जागेसंबंधीच्या विशिष्ट बाबी, भांडवली खर्च आणि अर्थ-पुरवठ्याच्या योजनांचा आधार, इ.बाबी स्पष्ट केलेल्या असतील.

(सी) लागू असलेल्या सर्व अटी व शर्तींचे आणि ज्या कालावधीकरिता वीज दर निश्चित करावयाचा आहे त्या कालावधीतील अपेक्षित खर्चाचे विवरणपत्र.

(डी) केंद्र सरकार आणि/अथवा राज्य सरकारकडून प्राप्त झालेल्या, प्राप्त व्हावयाच्या किंवा प्राप्त होणे गृहित धरलेल्या कोणत्याही अनुदान, सबसिडी किंवा प्रोत्साहन-अधिदानांचा तपशील असणारे विवरणपत्र, ज्यामध्ये असे अनुदान, सबसिडी आणि प्रोत्साहन-अधिदान विचारात न घेता परिगणना केलेल्या वीज दराचा देखील समावेश असेल.

(ई) नूतनशील ऊर्जा प्रमाणपत्र (आरईसी) किंवा अन्य कोणत्याही पद्धतीच्या माध्यमातून होणाऱ्या आर्थिक लाभाचा तपशील.

(एफ) आयोग, याचिकाकर्त्यास सादर करावयास सांगेल, अशी अन्य कोणतीही माहिती.

९.३ वीज दर निश्चितीकरणाची कार्यवाही, आयोगाच्या कामकाज प्रचालन विनियमानुसार असेल.

१०. वीज दराची रचना

नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञानावर आधारित प्रकल्पांकरिता वीज दर हा एकच भाग असलेला वीज दर राहिल व त्यात खालील स्थिर खर्चाचा समावेश असेल:-

(ए) भाग-भांडवलावरील परतावा;

(बी) कर्ज भांडवलावरील व्याज;

(सी) घसारा;

(डी) खेळत्या भांडवलावरील व्याज;

(ई) संचालन व देखभालीवरील खर्च :

परंतु असे की, इंधनावरील खर्चाचा समावेश असणाऱ्या तंत्रज्ञानावर आधारित नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांकरिता, जसे की बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्प आणि अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्प, स्थिर खर्च आणि इंधन खर्च या दोन घटकांसह एकच भाग असलेला वीज दर निश्चित करण्यात येईल.

११. वीज दराची रचना

११.१ वीज दराच्या कालावधीकरिता लेव्हाइज्ड तत्त्वाच्या आधारे वीज दर निश्चित करण्यात येईल :

परंतु असे की, ज्या नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांकरिता स्थिर आणि इंधन असे दोन घटकांसह एकच भाग असलेला वीज दर असेल त्यांच्याकरिता, स्थिर खर्चाच्या घटकासाठी प्रकल्प ज्या वर्षी कार्यान्वित झाला असेल ते वर्ष विचारात घेऊन लेव्हाइज्ड तत्त्वावर वीज दर निश्चित करण्यात येईल आणि इंधन खर्च कामकाजाच्या वर्षाच्या आधारे विनिर्दिष्ट करण्यात येईल.

११.२ लेव्हाइज्ड वीज दराच्या परिगणनेच्या प्रयोजनाकरिता, प्रमाणकानुसार कर निर्धारणानंतरच्या (पोस्ट-टॅक्स) भारांकित सरासरी भांडवली खर्चाच्या सममूल्य सूट (डिस्काउंट) घटक विचारात घेण्यात येईल.

११.३ नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाच्या 'उपयुक्त आयुर्मानासाठी' लेव्हायजेशन करण्यात येईल, तर वीज दर हा वीज दराच्या कालावधी इतक्या कालावधीसाठी निश्चित करण्यात येईल.

१२. नूतनशील ऊर्जा स्रोतांपासून निर्माण केलेल्या विजेकरिता प्रेषण तत्त्वे

१२.१ इंडियन इलेक्ट्रिसिटी ग्रिड कोड (आयइजीसी) आणि/किंवा राज्य विद्युत ग्रिड संहितेमधील तरतुदीच्या अधीन राहून, बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्प आणि सह-निर्मिती प्रकल्प वगळता, सर्व नूतनशील ऊर्जा विद्युत प्रकल्प हे "चालू राहिलेच पाहिजेत" असे विद्युत प्रकल्प म्हणून मानण्यात येतील आणि "कमी किंमतीची वीज प्रथम खरेदी करणे" (मेरिट ऑर्डर डिस्पॅच) हे तत्त्व त्यांना लागू राहणार नाही.

१२.२ बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्प आणि सह-निर्मिती प्रकल्प यांना राज्य ग्रिड संहितेमध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेली शेड्युलिंग आणि प्रेषण (डिस्पॅच) संहिता लागू राहिल :

परंतु असे की, नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांसाठी उचित प्राधिकरणांकडून शेड्युलिंग तरतुदी करण्यात आल्या असतील तर आयोगाला सर्वसाधारण किंवा विशिष्ट आदेशाद्वारा राज्यातील नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांसाठी अशा शेड्युलिंग तरतुदी लागू करता येतील.

प्रकरण : २ वित्तीय तत्त्वे

१३. भांडवली खर्च

या पुढील नूतनशील ऊर्जेच्या तंत्रज्ञान-विशिष्ट प्रकरणांमध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या भांडवली खर्चासाठीच्या निकषांमध्ये, सर्व भांडवली कामांचा ज्यात जमिनीची किंमत, संयंत्रे व मशिनरी, नागरी बांधकामे उभारणे आणि कार्यान्वित करणे, निधी उभारण्यास होणारा खर्च, प्रारंभिक आणि कामकाज सुरू होण्यापूर्वीचे खर्च आणि बांधकामाच्या कालावधीतील व्याज तसेच आंतर-जोडणी बिंदूपर्यंतच्या निष्कासनासाठी पायाभूत सुविधा यांचा समावेश असेल.

परंतु असे की, प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर निश्चित करण्यासाठीच्या याचिकेमधील विनियम ९ मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या पद्धतीनुसार, भांडवली खर्चाच्या बाबींची विगतवारी देण्यात येईल.

१४. कर्ज व भाग-भांडवलाचे गुणोत्तर

१४.१ सामान्य वीज दर ठरविण्यासाठी, कर्ज व भाग-भांडवलाचे गुणोत्तर ७०:३० राहिल.

१४.२ प्रकल्प-विशिष्ट वीज दरासाठी, जर भांडवली खर्चाच्या ३० टक्क्यांपेक्षा जास्त भाग-भांडवल प्रत्यक्षात गुंतविलेले असेल तर, ३० टक्क्यांपेक्षा जास्त असलेले भाग-भांडवल हे प्रमाणानुसार कर्ज म्हणून मानण्यात येईल.

परंतु असे की, प्रत्यक्ष गुंतविलेले भाग-भांडवल जर भांडवली खर्चाच्या ३० टक्क्यांपेक्षा कमी असेल तर, प्रत्यक्षात गुंतविलेले भाग भांडवल हे वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठी विचारात घेण्यात येईल.

परंतु आणखी असे की, भाग-भांडवल परकीय चलनात गुंतविले असल्यास, प्रत्येक गुंतवणुकीच्या दिनांकाला ते भारतीय चलनात निर्देशित करण्यात येईल.

१५. कर्ज आणि वित्तीय आकार

१५.१ कर्जाची मुदत:

वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, कर्जासाठी १२ वर्षांची मुदत विचारात घेण्यात येईल.

१५.२ व्याज दर

वर उल्लेखिलेल्या पद्धतीनुसार निश्चित करण्यात आलेली कर्जाची रक्कम ही कर्जावरील व्याजाची परिगणना करण्यासाठी एकूण प्रमाणानुसार कर्ज म्हणून विचारात घेण्यात येईल. एकूण प्रमाणानुसार कर्जातून मागील वर्षाच्या ३१ मार्चपर्यंत केलेल्या संचयी (एकूण) परत-फेडीची रक्कम वजा करून दर वर्षी १ एप्रिल रोजी शिल्लक असलेली प्रमाणानुसार कर्जाची रक्कम काढण्यात येईल.

वीज दराची परिगणना करण्याच्या प्रयोजनासाठी, मागील वर्षामध्ये प्रचलित असलेला स्टेट बँक ऑफ इंडियाचा आधार दर अधिक ३०० बेसिस अंश मिळून येणारा दर हा प्रमाणानुसार व्याज दर म्हणून विचारात घेण्यात येईल.

कर्जाची परतफेड करण्यासाठी मिळालेला विलंबावधी (मोरेटोरियम) कोणताही असला तरी, कर्जाची परतफेड ही प्रकल्प वाणिज्यिक तत्त्वावर कार्यान्वित झाल्याच्या पहिल्या वर्षापासून विचारात घेण्यात येईल आणि ती मान्यता दिलेल्या वार्षिक घसाऱ्या इतकी असेल.

१६. घसारा

१६.१ घसाऱ्याच्या प्रयोजनासाठी आधारभूत मूल्य हे आयोगाने मान्य केलेल्या मत्तावरील भांडवली खर्चाइतके असेल. मत्तेवरील भांडवली खर्चाच्या १० टक्के इतकी रक्कम भंगार-मूल्य म्हणून विचारात घेण्यात येईल आणि भांडवली खर्चाच्या जास्तीत जास्त ९० टक्के इतक्या घसाऱ्यास परवानगी देण्यात येईल.

१६.२ वार्षिक घसारा हा, घसारा हाताळण्याच्या भिन्न पद्धतीवर आधारित असेल, ज्यामध्ये दोन वेगवेगळ्या कालावधीकरिता कर्जाच्या मुदतीचा कालावधी आणि कर्जाच्या मुदतीच्या कालावधी पलिकडील उपयुक्त आयुर्मानापेक्षा जास्त कालावधीसाठी 'सरळ रेषा पद्धतीचा' वापर करून काढण्यात येईल. घसाऱ्याचा दर हा वीज दराच्या कालावधीतील पहिल्या १२ वर्षांकरिता दर वर्षी ५.८३ टक्के असेल आणि घसाऱ्याची उरलेली रक्कम १३व्या वर्षानंतर प्रकल्पाच्या उरलेल्या उपयुक्त आयुर्मानाच्या कालावधीत आकारण्यात येईल.

१६.३ घसाऱ्याची आकारणी प्रकल्प वाणिज्यिक तत्त्वावर कार्यान्वित झाल्याच्या पहिल्या वर्षापासून करण्यात येईल.

१७. भाग-भांडवलावरील परतावा

१७.१ भाग-भांडवलाचे आधारभूत मूल्य हे भांडवली खर्चाच्या ३० टक्के किंवा (प्रकल्प- विशिष्ट वीज दर निश्चित करावयाचा असल्यास) विनियम -१४ नुसार निश्चित केलेल्या प्रत्यक्ष भाग-भांडवला इतके असेल.

१७.२ भाग-भांडवलावर १६ टक्के या आधार दरात, त्यावेळी लागू असलेल्या दराने आय-कर समायोजित करून, परताव्याची परिगणना करण्यात येईल.

१७.३ प्रकल्प वाणिज्यिक तत्त्वावर कार्यान्वित झाल्याच्या दिनांकापासून पहिल्या १० वर्षांसाठी आधार दरात, किमान पर्यायी कराच्या (मिनिमम ऑल्टरनेट टॅक्स -एम ए टी) भाराकित सरासरीशी त्या वर्षातील सममूल्य आय-कराचा दर आणि प्रकल्पाच्या उर्वरित आयुर्मानासाठी त्या वर्षातील नेहमीच्या कराच्या दराची भाराकित सरासरी, समायोजित करून येणाऱ्या दराने, भाग-भांडवलावरील परताव्याच्या दराची परिगणना करण्यात येईल.

१८. खेळत्या भांडवलावरील व्याज

१८.१ पवन ऊर्जा प्रकल्प, लघु-जल, सौर पीव्ही आणि सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पांकरिता लागणारे खेळते भांडवल खालीलप्रमाणे असेल :—

(ए) संचालन व देखभालीवरील खर्च एक महिन्याकरिता ;

(बी) प्रमाणानुसार क्षमता वापराचे घटक (सीयुएफ) विचारात घेऊन त्यानुसार लागू होणाऱ्या वीज दराने दोन महिन्यांच्या वीज विक्रीतून प्राप्त होऊ शकणारी रक्कम ;

(सी) देखभालीसाठी लागणारे सुटे भाग - संचालन व देखभाल खर्चाच्या १५ टक्के ;

१८.२ बायोमासवर आधारित प्रकल्प आणि अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांसाठी लागणारे खेळते भांडवल खालीलप्रमाणे असेल :—

(ए) प्रमाणानुसार संयंत्र भार घटक (पीएलएफ) विचारात घेऊन इंधन खर्चाच्या चार (४) महिन्यांकरिता होणारा इंधन खर्च ;

(बी) संचालन व देखभालीवरील खर्च एक (१) महिन्यांकरिता ;

(सी) पीएलएफ लक्ष्यांकानुसार परिगणना केलेल्या विजेच्या वार्षिक विक्रीवरील दोन (२) महिन्यांतील स्थिर आणि अस्थिर आकारांइतक्या प्राप्त होऊ शकणाऱ्या रकमा ;

(डी) देखभालीसाठी लागणारे सुटे भाग - संचालन व देखभाल खर्चाच्या १५ टक्के.

१८.३ मागील वर्षामध्ये प्रचलित असलेल्या स्टेट बँक ऑफ इंडियाच्या आधार दराची सरासरी अधिक ३५० बेसिस अंश दराने खेळत्या भांडवलावरील व्याज राहिल.

१९. संचालन व देखभाल खर्च

१९.१ 'संचालन व देखभाल किंवा ओ ऍन्ड एम खर्चा' मध्ये दुरुस्ती आणि देखभाल (आर ऍन्ड एम) खर्च, कर्मचारी खर्चासह आस्थापना खर्च आणि प्रशासकीय आणि विम्यासह सर्वसाधारण खर्च समाविष्ट असतील.

१९.२ आढावा कालावधीतील पहिल्या वर्षाकरिता या विनियमांत आयोगाने विनिर्दिष्ट केलेल्या प्रमाणानुसार संचालन व देखभाल खर्चावर आधारित वीज दराच्या कालावधीकरिता संचालन व देखभाल खर्च निश्चित करण्यात येतील.

१९.३ लेव्हलाईज्ड वीज दराची परिगणना करण्यासाठी, या विनियमांखाली मान्यता देण्यात आलेल्या प्रमाणानुसार संचालन व देखभाल खर्चात, बहु-वर्षीय वीज दराचे नियमन करणाऱ्या आयोगाच्या विनियमांत विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या दराने वीज दराच्या कालावधीत, वाढ करण्यात येईल.

२०. सूट (रिबेट)

२०.१ प्रकल्प कंपनीच्या देयकांच्या रकमा पत पत्राद्वारे (लेटर ऑफ क्रेडिट) अदा करण्यासाठी, २ टक्के सूट (रिबेट) देण्यात येईल.

२०.२ प्रकल्प कंपनीकडून देयके पाठविण्यात आल्यानंतर एक महिन्याच्या कालावधीत पत पत्राद्वारे (लेटर ऑफ क्रेडिट) देयकाची रक्कम अदा न करता अन्य प्रकारे अदा करण्यात आली तर, १ टक्का सूट देण्यात येईल.

२१. देयके विलंबाने अदा केल्यास अधिभार

या विनियमाखालील देय आकारांचे कोणतेही देयक अदा करण्यासाठी देयकाच्या दिनांकापासून साठ (६०) दिवसांपेक्षा अधिक कालावधी लागल्यास प्रकल्प कंपनीद्वारे दर महिना १.२५ टक्के दराने विलंब भरणा अधिभार आकारण्यात येईल.

२२. क्लिन डेव्हलपमेंट मेकॅनिझमच्या (सीडीएमच्या) लाभांची वाटणी

कार्बन क्रेडिट प्राप्त करून घेण्यासंबंधातील सर्व जोखमा, खर्च तसेच प्रयत्न प्रकल्प कंपनीला करावे लागतील. मान्यता देण्यात आलेल्या सीडीएम प्रकल्पाच्या कार्बन क्रेडिटपासून प्राप्त होणारे सर्व उत्पन्न, असल्यास, ते प्रकल्प कंपनी स्वतःकडे ठेवेल.

२३. रिअॅक्टिव्ह ऊर्जा आकार

रिअॅक्टिव्ह ऊर्जा आकारांचे नियमन, आयोगाकडून वेळोवेळी निर्गमित करण्यात आलेल्या सर्वसाधारण किंवा विशिष्ट आदेशाने किंवा आयोगाकडून भविष्यात विनिर्दिष्ट करण्यात येईल त्याप्रमाणे करण्यात येईल.

२४. केंद्र / राज्य सरकारकडून अनुदान, सबसिडी किंवा प्रोत्साहन-अधिदान

केंद्र किंवा राज्य सरकारकडून कोणतेही अनुदान, सबसिडी अथवा प्रोत्साहन-अधिदानासह वाढीव/अतिरिक्त घसाऱ्याचा लाभ मिळाला असल्यास आयोग अशा रकमा या विनियमांखाली विद्युत दर निश्चित करताना विचारात घेईल.

परंतु असे की, राज्य नोडल एजन्सी प्रकल्प कंपनीला प्राप्त झालेली कोणतीही मदत, सबसिडी किंवा प्रोत्साहन-अधिदानाची माहिती दर तिमाहीला वितरण परवानाधारकाला कळवील.

परंतु आणखी असे की, प्रकल्प कंपनीला मिळालेली अशी कोणतीही मदत, सबसिडी किंवा प्रोत्साहन-अधिदानाची रक्कम, प्रकल्प कंपनीच्या वीज विक्रीसाठी पाठविण्यात आलेल्या देयकातून वितरण परवानाधारकाकडून योग्य हप्त्यांमध्ये किंवा आयोग ठरवून देईल तितक्या कालावधीत वजा करण्यात येईल.

परंतु असे की, वाढीव / अतिरिक्त घसारा मिळाल्यामुळे त्याचा आय-करात लाभ घेतला असल्यास त्याचे निर्धारण करण्यासाठी, खालील तत्त्वे वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी विचारात घेण्यात येतील :—

(ए) लाभाचे निर्धारण हे, प्रमाणानुसार भांडवली खर्च, आय-कर अधिनियम आणि कॉर्पोरेट आय-कराच्या दरांतर्गत संबंधित तरतुदीनुसार वाढीव/अतिरिक्त घसाऱ्याचा दर, यावर आधारित असेल.

(बी) नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाचे पूर्ण आर्थिक वर्षासाठी भांडवलीकरण.

(सी) कर निर्धारणा नंतरच्या भारांकित सरासरी भांडवली खर्चाशी सममूल्य असलेल्या सुटीच्या घटकाच्या (डिस्काउंट फॅक्टर) दराने लेव्हलाइज्ड आधारावर, प्रति युनिट लाभ काढण्यात येईल.

परंतु असेही की, केंद्र सरकार किंवा राज्य शासनाने किंवा त्यांच्या अधिनस्त असलेल्या संस्थांनी, वीज दराच्या शिवाय विशेषत्वाने आणखी, कोणतेही निर्मितीवर आधारित प्रोत्साहन-अधिदान विनिर्दिष्ट केले तर, वीज दर निश्चित करताना त्याचा विचार केला जाणार नाही.

२५. कर आणि शुल्क

या विनियमांखाली निश्चित करण्यात आलेल्या वीज दरात, संबंधित शासनाने नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांपासून झालेल्या वीज निर्मिती आणि विजेच्या विक्रीवर लावलेल्या करांचा आणि शुल्कांचा समावेश नसेल;

परंतु असे की, संबंधित शासनाने नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांपासून झालेल्या वीज निर्मिती आणि विजेच्या विक्रीवर लावलेल्या कर आणि शुल्कांपोटी प्रत्यक्ष झालेल्या खर्चाची वसूली ग्राहकांकडून करण्यास परवानगी देण्यात येईल.

प्रकरण ३ : पवन ऊर्जा प्रकल्पांसाठी तंत्रज्ञान-विशिष्ट मापदंड**२६. भांडवली खर्च**

२६.१ पवन ऊर्जा प्रकल्पाच्या भांडवली खर्चात, पवन टर्बाइन जनित्र त्याच्या साहाय्यकारी भागांसह, जमिनीची किंमत, जागा विकसित करण्याचा खर्च आणि अन्य नागरी बांधकामे, वाहतूक आकार, आंतर-जोडणी ठिकाणापर्यंतचा निष्कासनावरील खर्च, निधी उभारणीचे आकार आणि बांधकामाच्या कालावधीतील व्याज, फोरकार्स्टिंग आणि शेड्युलिंगच्या संबंधातील भांडवली गुंतवणूक, या बाबींचा समावेश असेल.

२६.२ पवन ऊर्जा प्रकल्पासाठी वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता भांडवली खर्च रुपये ६००.७४ लाख प्रति मेगावॉट पुनर्विलोकन कालावधीच्या पहिल्या वर्षाकरिता राहिल आणि त्यात पुढील प्रत्येक वर्षात कार्यान्वित करण्यात येणाऱ्या प्रकल्पांच्या संबंधात विनियम-२७ मध्ये विनिर्दिष्ट केल्याप्रमाणे सुधारणा करण्यात येईल.

२७. भांडवली खर्चाची निर्देशांक पद्धत

केंद्रीय विद्युत नियामक आयोगाच्या नूतनशील ऊर्जेच्या दराच्या विनियमामध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेली निर्देशांक पद्धती विचारात घेऊन पुनर्विलोकन कालावधीतील प्रत्येक वर्षासाठी पवन ऊर्जा प्रकल्पांच्या भांडवली खर्चात सुधारणा करण्यात येईल.

२८. क्षमता वापर घटक (कॅपॅसिटी युटिलायझेशन फॅक्टर-सीयुएफ)

२८.१ पवन ऊर्जा प्रकल्पासाठी वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता पुनर्विलोकन कालावधीसाठी क्षमता वापर घटकाचे (सीयुएफ) प्रमाण खालीलप्रमाणे राहिल :-

पवन परिमंडल	वार्षिक सरासरी पवन ऊर्जा घनता (डब्ल्यु/एम ^३)	सीयुएफ
परिमंडल १	<=२५०	२२ %
परिमंडल २	>२५० - <=३००	२५ %
परिमंडल ३	>३०० - <=४००	३० %
परिमंडल ४	>४००	३२ %

परंतु असे की, नंतर उपलब्ध होणारी माहिती विचारात घेऊन, आयोगाकडून सर्वसाधारण किंवा विशिष्ट आदेशाद्वारे या सीयुएफ प्रमाणात सुधारणा करता येईल.

२८.२ विनियम २८.१ मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या वार्षिक सरासरी पवन ऊर्जा घनतेचे मापन, ८० मीटर हब (hub) उंचीवर करण्यात येईल आणि राज्य नोडल एजन्सी प्रस्तावित पवन ऊर्जा प्रकल्पाशी संबंधित पवन क्षेत्र प्रमाणित करील.

२८.३ पवन ऊर्जा प्रकल्पाचे, विशिष्ट पवन परिमंडल वर्गात वर्गीकरण करण्याच्या प्रयोजनासाठी, नॅशनल इन्स्टिट्यूट फॉर विंड एनर्जीने तयार केलेल्या पवन ऊर्जा घनता नकाशाचा राज्य नोडल एजन्सी संदर्भ घेईल.

२९. संचालन व देखभाल खर्च

२९.१ वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी पुनर्विलोकन कालावधीच्या आधारभूत वर्षाकरिता प्रमाणानुसार संचालन व देखभाल खर्च, भांडवली खर्चाच्या १.४७ टक्के इतका राहिल.

२९.२ लेव्हलाइज्ड वीज दराची परिगणना करण्यासाठी, या विनियमांखाली मान्यता देण्यात आलेल्या प्रमाणानुसार संचालन व देखभाल खर्चात, बहु-वर्षीय वीज दराचे नियमन करणाऱ्या आयोगाच्या विनियमांत विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या दराने, वाढ करण्यात येईल.

प्रकरण ४ : लघु-जल विद्युत प्रकल्पांसाठी तंत्रज्ञान-विशिष्ट मापदंड**३०. भांडवली खर्च**

३०.१ लघु-जल विद्युत प्रकल्पांसाठी वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता पुनर्विलोकन कालावधीच्या पहिल्या वर्षात प्रमाणानुसार भांडवली खर्च खालीलप्रमाणे राहिल:

प्रकल्पाचा आकार	भांडवली खर्च (रु. लाख प्रति मेगावॉट)
१ मेगावॉट पेक्षा जास्त आणि ५ मेगावॉटपर्यंत व त्यासह	६०५.२८
५ मेगावॉट पेक्षा जास्त ते २५ मेगावॉटपर्यंत व त्यासह	५५०.७०

३०.२ पुढील प्रत्येक वर्षात कार्यान्वित करण्यात येणाऱ्या प्रकल्पांकरिता भांडवली खर्चात पुढील वर्षांकरिता विनियम ३१ मध्ये विनिर्दिष्ट केल्यानुसार सुधारणा करण्यात येईल.

३१. भांडवली खर्चाची निर्देशांक पद्धत

केंद्रीय विद्युत नियामक आयोगाच्या नूतनशील ऊर्जेच्या दराच्या विनियमामध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेली निर्देशांक पद्धती विचारात घेऊन पुनर्विलोकन कालावधीतील प्रत्येक वर्षासाठी लघु जल विद्युत प्रकल्पांच्या भांडवली खर्चात सुधारणा करण्यात येईल.

३२. क्षमता वापर घटक (कॅपॅसिटी युटिलायझेशन फॅक्टर-सीयुएफ)

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी लघु जल विद्युत प्रकल्पांकरिता क्षमता वापर घटक (सीयुएफ) ३०% राहिल.

३३. सहाय्यकारी वीज वापर

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी लघु जल विद्युत प्रकल्पांकरिता प्रमाणानुसार सहाय्यकारी वीज वापर १.०% राहिल.

३४. संचालन व देखभाल खर्च

३४.१ वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी पुनर्विलोकन कालावधीच्या आधारभूत वर्षांकरिता प्रमाणानुसार संचालन व देखभाल खर्च खालीलप्रमाणे राहिल :-

प्रकल्पाचा आकार	संचालन व देखभाल खर्च (रु. लाख प्रति मेगावॉट)
१ मेगावॉट पेक्षा जास्त आणि ५ मेगावॉटपर्यंत व त्यासह	भांडवली खर्चाच्या ३.६० टक्के
५ मेगावॉट पेक्षा जास्त ते २५ मेगावॉटपर्यंत व त्यासह	भांडवली खर्चाच्या २.८० टक्के

३४.२ या विनियमांखाली मान्यता दिलेले प्रमाणानुसार संचालन व देखभाल खर्च, बहु-वर्षीय वीज दराचे नियमन करणाऱ्या आयोगाच्या विनियमात विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या दराने, लेव्हलाइज्ड वीज दर काढण्याच्या प्रयोजनासाठी, वाढविण्यात येतील.

३५. मिनी/ मायक्रो हायड्रो प्रकल्पांसाठी वीज दर

३५.१ १ मेगावॉट व त्यापेक्षा कमी परंतु ५०० किलोवॉटपेक्षा जास्त क्षमता असलेल्या मिनी जल विद्युत प्रकल्पांचा वीज दर हा, ५ मेगावॉट व त्यापेक्षा कमी परंतु १ मेगावॉटपेक्षा जास्त स्थापित क्षमता असलेल्या लघु जल विद्युत प्रकल्पांकरिता लागू असलेल्या वीज दरापेक्षा प्रति युनिट रु. ०.५० ने जास्त राहिल.

३५.२ ५०० किलोवॉट आणि त्यापेक्षा कमी क्षमता असलेल्या मायक्रो जल विद्युत प्रकल्पांचा वीज दर हा, ५ मेगावॉट व त्यापेक्षा कमी परंतु १ मेगावॉटपेक्षा जास्त स्थापित क्षमता असलेल्या लघु जल विद्युत प्रकल्पांकरिता लागू असलेल्या वीज दरापेक्षा प्रति युनिट रु. १.०० ने जास्त राहिल.

प्रकरण ५ : बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांकरिता तंत्रज्ञान- विशिष्ट मापदंड

३६. तंत्रज्ञानाचे स्वरूप

या प्रकरणात विनिर्दिष्ट केलेले प्रमाण हे पाण्याचा वापर करून थंड करावयाच्या कंडेन्सरचा वापर करणाऱ्या रँकाईन सायकल तंत्रज्ञानाच्या वापरावर आधारित बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांच्या वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठी आहे.

३७. विनियम कोणाला लागू असतील

३७.१ या प्रकरणात विनिर्दिष्ट करण्यात आलेला भांडवली खर्च आणि कामगिरीचे मापदंड केवळ या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेल्या बायोमासवर आधारित नवीन विद्युत प्रकल्पांनाच लागू राहतील.

३७.२ विनियम ४४ ते विनियम ५० मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या इंधनाशी संबंधित बाबी दोन्ही विद्यमान आणि नवीन बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांना लागू राहतील :

परंतु असे की, अस्तित्वात असलेल्या बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांकरिता केंद्रातील उष्मांक दर आणि सहाय्यकारी वीज वापराचा घटक या संबंधांतील निकष, विनियम ३.२ मध्ये उल्लेख केल्याप्रमाणे, संबंधित नूतनशील ऊर्जा दराच्या आदेशांत विनिर्दिष्ट केल्यानुसार राहतील.

३८. भांडवली खर्च

बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांसाठी वीज दराच्या निश्चितीकरणाकरिता पुनर्विलोकन कालावधीच्या पहिल्या वर्षासाठी प्रमाणानुसार भांडवली खर्च रु. ४९४.३२ लाख प्रति मेगावॉट इतका विचारात घेण्यात येईल आणि पुनर्विलोकन कालावधीच्या त्यानंतरच्या प्रत्येक वर्षामध्ये कार्यान्वित होणाऱ्या प्रकल्पांसाठी विनियम ३९ मध्ये विनिर्दिष्ट केल्याप्रमाणे प्रमाणानुसार भांडवली खर्चात सुधारणा करण्यात येईल.

३९. भांडवली खर्च निर्देशांक पद्धत

केंद्रीय विद्युत नियामक आयोगाच्या नूतनशील ऊर्जेच्या दराच्या विनियमामध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेली निर्देशांक पद्धती विचारात घेऊन पुनर्विलोकन कालावधीच्या प्रत्येक वर्षाकरिता बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांच्या भांडवली खर्चात सुधारणा करण्यात येईल.

४०. संयंत्र भार घटक (प्लॅट लोड फॅक्टर)

४०.१ बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पाकरिता वीज दरातील स्थिर आकाराचा भाग निश्चित करण्यासाठी प्लॅट लोड फॅक्टर खालीलप्रमाणे राहिल:-

(१) स्थिरीकरण कालावधीमध्ये	: ६० %
(२) स्थिरीकरण कालावधीनंतर पहिल्या वर्षातील उर्वरित कालावधीमध्ये	: ७० %
(३) दुसऱ्या वर्षापासून पुढे	: ८० %

४०.२ स्थिरीकरण कालावधी, प्रकल्प कार्यान्वित झाल्याच्या दिनांकापासून ६ महिन्यांपेक्षा अधिक नसेल.

४१. सहाय्यकारी वीज वापर

वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठी बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पासाठी सहाय्यकारी वीज वापर १० % राहिल.

४२. केंद्राचा उष्मांक दर

नवीन बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांकरिता वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठी केंद्राचा उष्मांक दर ४२०० किलो कॅलरी प्रति युनिट राहिल.

४३. संचालन व देखभाल खर्च

४३.१ वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी पुनर्विलोकन कालावधीच्या आधारभूत वर्षाकरिता प्रमाणानुसार संचालन व देखभाल (ओ अॅण्ड एम) खर्च भांडवली खर्चाच्या ५.३२ टक्के राहिल.

४३.२ लेव्हलाइज्ड वीज दराची परिगणना करण्यासाठी, या विनियमांखाली मान्यता दिलेल्या प्रमाणानुसार संचालन व देखभाल खर्च, बहु-वर्षीय वीज दराचे नियमन करणाऱ्या आयोगाच्या विनियमांत विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या दराने वाढविण्यात येईल.

४४. मिश्र इंधन

४४.१ बायोमास विद्युत प्रकल्पाची रचना अशा रीतीने करण्यात येईल की, प्रकल्पाच्या परिसरात उपलब्ध असलेली वेगवेगळ्या प्रकारची अ-खनिज इंधनांचा - जसे पिकांचा उरलेला भाग, कृषी औद्योगिक उत्पादनांचा उरलेला भाग, जंगलातील उरलेला भाग इ. किंवा एमएनआरईने मान्यता दिलेल्या अन्य बायोमास इंधनांचा, प्रकल्पाला वापर करता येईल.

४४.२ प्रकल्प कंपनी, संबंधित प्रकल्पाच्या गरजा भागविण्यासाठी आवश्यक इंधनाची पुरेशा प्रमाणात उपलब्धता राहिल, याची खात्री करण्यासाठी इंधन व्यवस्थापन आराखडा तयार करील.

४५. खनिज इंधनाचा वापर

एकूण वार्षिक इंधन वापराच्या १५% पर्यंत किंवा एमएनआरईने वेळोवेळी विनिर्दिष्ट केलेल्या अशा अन्य प्रमाणात, खनिज इंधनाचा वापर मर्यादित ठेवण्यात येईल.

४६. खनिज इंधनांच्या वापराचे संनियंत्रण

४६.१ प्रकल्प कंपनी, मासिक वीज देयकासह दर महिन्यात खरेदी केलेले इंधन आणि मासिक इंधन वापराबाबत सनदी लेखापालाने प्रमाणित केलेले एक विवरणपत्र वितरण परवानाधारकाला, ज्याच्याबरोबर ऊर्जा खरेदी करार करण्यात आला आहे त्याला, दर महिन्याला पाठवेल आणि त्याची एक प्रत राज्य नोडल एजन्सीला खनिज आणि अ-खनिज इंधन वापराचे संनियंत्रण करण्यासाठी पाठवील. या विवरणपत्रात खालील तपशील असेल:-

(ए) वीज निर्मितीसाठी संबंधित महिन्यात खरेदी केलेल्या आणि वापरण्यात आलेल्या प्रत्येक इंधन प्रकाराचे (बायोमास इंधने आणि खनिज इंधने) परिमाण (टनामध्ये),

(बी) संबंधित महिन्याच्या अखेरीस, त्या वर्षाच्या सुरुवातीपासून खरेदी केलेल्या आणि वापरलेल्या प्रत्येक इंधन प्रकाराचे संचयी (एकूण) परिमाण (टनामध्ये),

(सी) संबंधित महिन्यात प्रत्यक्ष निर्माण झालेली (एकूण व नक्त) वीज (युनिटमध्ये),

(डी) संबंधित महिन्याच्या अखेरीस, त्या वर्षाच्या सुरुवातीपासून प्रत्यक्ष निर्माण झालेली संचयी (एकूण व नक्त) वीज (युनिटमध्ये),

(ई) सुरुवातीच्या इंधन साठ्याचे परिमाण (टनामध्ये),

(एफ) विद्युत प्रकल्पाच्या जागेवर प्राप्त झालेल्या इंधनाचे परिमाण (टनामध्ये) आणि

(जी) विद्युत प्रकल्पाच्या जागेवर उपलब्ध असलेल्या शिल्लक इंधनाच्या प्रत्येक प्रकाराच्या (बायोमास इंधने आणि खनिज इंधने) साठ्याचे परिमाण (टनामध्ये),

४६.२ कोणत्याही आर्थिक वर्षात बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पामध्ये खनिज इंधनाच्या वापराबाबतच्या अटीचे पालन न केल्यास, असा बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्प, ज्या आर्थिक वर्षात कसूर घडला असेल त्या कसूर घडल्याच्या दिनांकापासून ते त्या कसुराच्या कालावधीत, या विनियमांनुसार निश्चित केलेला सामान्य वीज दर मिळण्यास पात्र राहणार नाही :

परंतु असे की, असा कसूर केलेला बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्प, कसुराच्या कालावधीत, संबंधित वर्षाकरिता अशा परवानाधारकाच्या सरासरी वीज खरेदी दराने, वितरण परवानाधारकाला विजेची विक्री करणे चालू ठेवील.

४७. बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांकडून विनियमांच्या होणाऱ्या पालनाचे संनियंत्रण

४७.१ बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांकडून वीज खरेदी करणारा वितरण परवानाधारक अशा प्रकल्पांकडून या विनियमांचे होणाऱ्या पालनाचे संनियंत्रण करण्यासाठी जबाबदार राहिल.

४७.२ संबंधित वितरण परवानाधारक ज्या बायोमासवर आधारित प्रकल्पांकडून वीज खरेदी करीत असेल त्या प्रकल्पांच्या संबंधात, तांत्रिक व वाणिज्यिक तपशिलासह, या विनियमांशी संबंधित सर्व माहिती ठेवेल आणि ही माहिती तिमाही तत्त्वावर अद्ययावत करून त्यांच्या संकेत स्थळावर प्रसिद्ध करून जनतेला उपलब्ध करून देईल.

४७.३ प्रकल्प कंपनी या विनियमांसोबतच्या परिशिष्ट - ब मध्ये विनिर्दिष्ट केलेल्या नमुन्यामध्ये वीज खरेदी करणाऱ्या वितरण परवानाधारकाला माहिती सादर करील.

४८. कॅलरीफिक मूल्य

नवीन बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांकरिता वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठी वापरलेल्या बायोमास इंधनाचे सरासरी कॅलरीफिक मूल्य ३६११ किलो कॅलरी प्रति किलो राहिल.

४९. इंधन खर्च

पुनर्विलोकन कालावधीच्या पहिल्या वर्षात बायोमास इंधनाची किंमत रुपये ३९८७ प्रति मेट्रिक टन राहिल आणि त्यानंतर विनियम ५० मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या निर्देशांक पद्धतीशी जोडण्यात येईल.

५०. इंधन किंमत निर्देशांक पद्धत

विद्यमान आणि नवीन अशा दोन्ही बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांच्या बाबतीत वीज दरातील लागू असलेल्या अस्थिर आकाराच्या भागाचे निश्चितीकरण करण्यासाठी कामकाजाच्या प्रत्येक वर्षी इंधन किमतीचे समायोजन करण्याकरिता खालील निर्देशांक पद्धत लागू राहिल:-

Variable Charge for the nth year shall be computed as under :-

$$VC_n = VC_1 \times (P_n / P_1)$$

where,

VC1 represents the Variable Charge based on Biomass Price P₁ for first year as specified under Regulation 49 and shall be determined as under :—

$$VC_1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)}}{\text{Gross Calorific Value (GCV)}} \times \frac{1}{(1 - \text{Aux Consum. Factor})} \times \frac{P_1}{1000}$$

P (n) = Price per ton of biomass for the nth year to be considered for tariff determination

P (n-1) = Price per ton of biomass for the (n-1)th year to be considered for tariff determination.

P₁ shall be Biomass price for FY 2015-16 as specified under Regulation 49

केंद्रीय आयोगाने बायोमास इंधनाची निश्चित केलेली किंमत विचारात घेऊन किंवा दर वर्षी ५ टक्के या प्रमाणानुसार वाढीच्या दराने, आयोगाकडून, त्यास योग्य वाटेल त्या प्रमाणे, बायोमास इंधनाच्या किमतीत सुधारणा करण्यात येईल.

प्रकरण ६: अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांसाठी तंत्रज्ञान-विशिष्ट मापदंड

५१. तंत्रज्ञानाचे स्वरूप

विनियम २.१ (एम) अंतर्गत विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या पात्रता निकषांची पूर्तता करीत असलेला प्रकल्प, अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्प म्हणून पात्र राहिल.

५२. विनियम कोणाला लागू राहतील

५२.१ या प्रकरणात विनिर्दिष्ट करण्यात आलेला भांडवली खर्च आणि कामगिरीचे मापदंड केवळ या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेल्या अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांनाच लागू राहतील.

५२.२ विनियम ५९ ते विनियम ६६ मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या इंधनाशी संबंधित बाबी विद्यमान व नवीन अशा दोन्ही अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांना लागू राहतील :

परंतु असे की, अस्तित्वात असलेल्या अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांकरिता विशिष्ट इंधन वापर आणि सहाय्यकारी वीज वापराचा घटक या संबंधातील निकष, विनियम ३.२ मध्ये उल्लेख केल्यानुसार, संबंधित नूतनशील ऊर्जा दराच्या आदेशांत विनिर्दिष्ट केल्यानुसार राहतील.

५३. भांडवली खर्च

अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पासाठी वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता पुनर्विलोकन कालावधीच्या पहिल्या वर्षासाठी रु. ४८९.०२ लाख प्रति मेगावॉट इतक्या प्रमाणानुसार भांडवली खर्च विचारात घेण्यात येईल आणि त्यानंतरच्या पुढील प्रत्येक वर्षामध्ये कार्यान्वित करण्यात येणाऱ्या प्रकल्पांसाठी विनियम ५४ अंतर्गत विनिर्दिष्ट करण्यात आल्यानुसार त्यामध्ये सुधारणा करण्यात येईल.

५४. भांडवली खर्चाची निर्देशांक पद्धत

केंद्रीय विद्युत नियामक आयोगाच्या नूतनशील ऊर्जेच्या दराच्या विनियमामध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेली निर्देशांक पद्धती विचारात घेऊन पुनर्विलोकन कालावधीच्या प्रत्येक वर्षाकरिता अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांच्या भांडवली खर्चात सुधारणा करण्यात येईल.

५५. संयंत्र भार घटक (प्लँट लोड फॅक्टर)

५५.१ स्थिर आकाराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनार्थ, अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांसाठी प्लँट लोड फॅक्टरची परिगणना, ९२% लोड फॅक्टर आणि खाली विनिर्दिष्ट केल्याप्रमाणे गळिताच्या हंगामाच्या आणि हंगाम नसलेल्या कालावधीत कामकाजाच्या दिवशी संयंत्र उपलब्ध असलेल्या दिवसांच्या संख्येच्या आधारे, करण्यात येईल:-

५५.२ कामकाजाच्या दिवसाची संख्या खालीलप्रमाणे विचारात घेण्यात येतील:-

कामकाजाचे दिवस	प्लँट लोड फॅक्टर (%)
१८० दिवस (गळिताचे) अधिक ६० दिवस (हंगाम नसलेले) = २४० कामकाजाचे दिवस	६० %

५६. सहाय्यकारी वापर

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, सहाय्यकारी वीज वापर ८.५ % राहिल.

५७. केंद्राचा उष्मांक दर

वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठी, केंद्राचा उष्मांक दर ३६०० किलो कॅलरी प्रति युनिट विचारात घेण्यात येईल.

५८. संचालन व देखभाल खर्च

५८.१ वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता पुनर्विलोकन कालावधीच्या आधारभूत वर्षा दरम्यान संचालन व देखभाल खर्च भांडवली खर्चाच्या ३.५४ % राहतील.

५८.२ लेव्हलाइज्ड वीज दराच्या परिगणनेसाठी, या विनियमांतर्गत मान्यता दिलेल्या प्रमाणानुसार संचालन व देखभाल खर्चात, बहु-वर्षीय वीज दराचे नियमन करणाऱ्या आयोगाच्या विनियमांत विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या दराने, वाढ करण्यात येईल.

५९. कॅलरीफिक मूल्य

ऊसाच्या चिपाडाचे कॅलरीफिक मूल्य २२५० किलो कॅलरी प्रति किलोग्रॅम विचारात घेण्यात येईल. उसाच्या चिपाड्यांशिवाय अन्य बायोमास इंधनाच्या वापराकरिता, विनियम ४८ मध्ये विनिर्दिष्ट केल्याप्रमाणे कॅलरीफिक मूल्य विचारात घेण्यात येईल.

६०. इंधन खर्च

६०.१ पुनर्विलोकन कालावधीच्या पहिल्या वर्षात ऊसाच्या चिपाड्यांची किंमत रुपये २३२६.८४ प्रति मेट्रिक टन इतकी विचारात घेण्यात येईल आणि त्यानंतर विनियम ६१ मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या निर्देशांक पद्धतीशी जोडण्यात येईल.

६०.२ उसाच्या चिपाड्यांशिवाय अन्य बायोमास इंधन वापराकरिता, विनियम ४९ मध्ये विनिर्दिष्ट केलेल्या बायोमासच्या किंमती लागू राहतील.

६१. इंधन किंमत निर्देशांक पद्धत

विद्यमान आणि नवीन अशा दोन्ही अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांच्या बाबतीत, वीज दरातील लागू असलेल्या अस्थिर आकाराच्या भागाचे निश्चितीकरण करण्यासाठी, कामकाजाच्या प्रत्येक वर्षात इंधन किंमतीचे समायोजन करण्याकरिता खालील निर्देशांक पद्धत लागू राहिल.

Variable Charge for the nth year shall be computed as under:-

$$VC_n = VC_1 \times (P_n / P_1)$$

where,

VC_1 represents the Variable Charge based on bagasse Price P_1 for first year as specified under Regulation 60 and shall be determined as under:

$$VC_1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)}}{\text{Gross Calorific Value (GCV)}} \times \frac{1}{(1 - \text{Aux Consum. Factor})} \times \frac{P_1}{1000}$$

$P(n)$ = Price per ton of Bagasse for the nth year to be considered for tariff determination

$P(n-1)$ = Price per ton of Bagasse for the (n-1)th year to be considered for tariff determination.

P_1 shall be Bagasse price for FY 2015-16 as specified under Regulation 60 .

केंद्रीय आयोगाने निश्चित केलेल्या ऊसाच्या चिपाडाच्या इंधनाच्या किमती विचारात घेऊन किंवा दर वर्षी ५ टक्के या प्रमाणानुसार वाढीच्या दराने, आयोगाकडून, त्यास योग्य वाटेल त्या प्रमाणे, ऊसाच्या चिपाडाच्या इंधनाच्या किमतीत सुधारणा करण्यात येईल.

६२. मिश्र इंधन आणि सह-निर्मिती प्रकल्पाची क्षमता

६२.१ सह-निर्मिती विद्युत प्रकल्पांची रचना अशा रीतीने करण्यात येईल की, सह-निर्मिती विद्युत प्रकल्पाच्या परिसरात उपलब्ध असलेली वेगवेगळ्या प्रकारची अ-खनिज इंधने-जसे ऊसाच्या चिपाड्यांचा आणि पिकांचा उरलेला भाग, बायोगॅस, कृषी औद्योगिक उत्पादनांचा उरलेला भाग, जंगलातील उरलेला भाग इ., आणि एमएनआरईने मान्यता दिलेल्या अन्य बायोमास इंधनांचा, प्रकल्पाला वापर करता येईल.

६२.२ सह-निर्मिती प्रकल्पांचा आकार स्थानिकरीत्या उपलब्ध असलेल्या अ-खनिज इंधनांच्या प्रमाणात ठेवण्यात येईल.

६२.३ प्रकल्पाच्या गरजा भागविण्यासाठी आवश्यक इंधनाची पुरेशा प्रमाणात उपलब्धता राहिल, याची खात्री करण्यासाठी, प्रकल्प कंपनी, इंधन व्यवस्थापन आराखडा तयार करील.

६३. खनिज इंधनांचा वापर

एकूण वार्षिक इंधन वापराच्या १५% पर्यंत किंवा एमएनआरईने वेळोवेळी विनिर्दिष्ट केलेल्या अशा अन्य प्रमाणात, खनिज इंधनाचा वापर मर्यादित ठेवण्यात येईल.

६४. खनिज इंधनांच्या वापरासाठी आणि सह-निर्मितीच्या कार्यक्षमतेसाठी संनियंत्रण पद्धत

बायोमासवर आधारित प्रकल्पांच्या संबंधात विनियम ४६ आणि ४७ च्या तरतुदीमध्ये आवश्यक ते फेरफार करून त्या अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांना लागू राहतील.

६५. विनियमांच्या पालनाच्या संनियंत्रणासाठी मोजणी आणि पडताळणीची कार्यपद्धत

६५.१ प्रकल्प कंपनीकडून प्रत्येक गळिताच्या हंगामात वर्षातून एकदा प्रमाणित ऊर्जा लेखापरीक्षकाद्वारे किंवा राज्य नोडल एजन्सीच्या पॅनलवर असलेल्या ऊर्जा लेखापरीक्षकाद्वारे सह-निर्मिती प्रकल्पाचे लेखापरीक्षण करून घेण्यात येईल व अहवाल वितरण परवानाधारकास पाठविण्यात येईल. लेखापरीक्षणाच्या तारखा खरेदी करणाऱ्या वितरण परवानाधारकाला कळविण्यात येतील. वितरण परवानाधारकाला त्याचा

प्रतिनिधी अशा लेखापरीक्षणात सहभागी होण्यासाठी पाठविण्याचा पर्याय खुला असेल. वितरण परवानाधारक अशा लेखापरीक्षण अहवालाची छाननी करून त्याचे पालन प्रकल्पाकडून होत असल्याची पडताळणी करील.

६५.२ हंगामामध्ये संयंत्रावर विद्युत भार स्थिर असलेल्या कालावधीत ऊर्जा लेखापरीक्षण करण्यात येईल.

६५.३ अशा लेखापरीक्षणात, अन्य कोणत्याही बाबींशिवाय, खाली नमूद केलेल्या अटीही अनिवार्य राहतील :-

(ए) चाचणीचा कालावधी - अखंडितपणे काम चालू असतानाच्या कालावधीतील कमीत कमी एक तास असावा.

(बी) निर्मितीसाठी वापरलेल्या इंधनाचा (उदा. ऊसाचे चिपाड) ओघ - चाचणीच्या कालावधीकरिता बॉयलरला पुरविलेल्या एकूण इंधनाचे मापन करावयाचे आहे. (जर इंधन पुरवठ्याचे अखंडितपणे मापन करणे शक्य नसेल, तर प्रति तासाला सुविधेला पुरविलेल्या सरासरी इंधनाचे परिमाण, आधारभूत म्हणून घेता येईल. ही सरासरी काढण्यासाठी, संयंत्रावरील विद्युत भार सतत चालू असतानाच्या कालावधीतील-आठ तासांची किंवा चोवीस तासांची पाळी-जसे असेल तसे- इंधनाचे मापन विचारात घेण्यात येईल.) अ-खनिज इंधनाच्या सतत पुरवठ्याचा एकूण दर उदा. ऊसाचे चिपाड (mass balance ची परिगणना किलोग्रॅम/तास अशी करावयाची आहे.)

(सी) निर्मितीसाठी पुरविलेल्या इंधनाच्या (उदा. ऊसाचे चिपाड) नमुन्याची, एकूण कॅलरीफिक मूल्य काढण्यासाठी, बॉम्ब कॅलरी मीटर वापरून, चाचणी करावयाची आहे. (प्रमाणित प्रयोगशाळा चाचणी अहवाल समाविष्ट करण्यात येईल.)

(डी) वाफेच्या वापराच्या वेगवेगळ्या ठिकाणी, समजा १,२..... n (T1,P1, T2,P2... Tn,Pn.etc) तापमान आणि दाबाचे मोजमाप घ्यावयाचे आहे.

(इ) वाफेच्या वाहण्याच्या वेगाचे (फ्लो चे) मापन १,२.... n (m1, m2, ...mn) ऑन-लाइन स्टीम फ्लो मीटरच्या सहाय्याने करावयाचे आहे. लेखापरीक्षण सुरू होण्यापूर्वी, ही फ्लो मीटर्स कॅलिब्रेट करून घ्यावयाची आहेत.

(एफ) चाचणीच्या काळात जनरेटरच्या टर्मिनलच्या ठिकाणी झालेल्या वीज निर्मितीची नोंद युनिटमध्ये घ्यावयाची आहे.

(जी) उपकरणे/साधनांची जागा दर्शविणारी एकत्रित रचनेची आकृती असणारे रेखाचित्र उपलब्ध करून देण्यात येईल.

६५.४ बॉयलरची कार्यक्षमता (प्रत्यक्ष अथवा अप्रत्यक्ष पद्धतीवर आधारित), द टर्बाइन आयसॅन्ट्रॉपिक कार्यक्षमता आणि सह-निर्मिती प्रकल्पाचा सहाय्यकारी विजेचा वापर, यांच्या परिगणनेचा समावेश ऊर्जा लेखापरीक्षणात असेल.

६५.५ बॉयलर कार्यक्षमता आणि टर्बाइन कॅरेक्टरिस्टिक कर्व्ज (वाफेच्या वाहनाच्या वेगाच्या संदर्भात विजेची निर्मिती) याबाबतची चाचणीची प्रमाणपत्रे उत्पादकाकडून सविस्तर प्रकल्प अहवालासह देण्यात येतील, याची खात्री ऊर्जा खरेदी करार करण्यापूर्वी वितरण परवानाधारक करील.

६५.६ सह-निर्मिती प्रकल्प कंपनी स्व-खर्चाने ऊर्जेचे वरीलप्रमाणे लेखापरीक्षण करण्यासाठी प्रमाणित ऊर्जा लेखापरीक्षक किंवा राज्य नोडल एजन्सीने तयार केलेल्या लेखापरीक्षकांच्या पॅनलमधून एका लेखापरीक्षकाची नेमणूक करील.

६५.७ लेखापरीक्षणातील निष्कर्षांचा अहवाल, वितरण परवानाधारकाकडून आयोगाला गळिताचा हंगाम संपल्यानंतर दर वर्षी सादर करण्यात येईल.

६६. अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांकडून होणाऱ्या विनियम पालनाचे संनियंत्रण

६६.१ अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांकडून या विनियमांच्या होणाऱ्या पालनाचे संनियंत्रण करण्यासाठी त्यांच्याकडून वीज प्राप्त करून घेणारा वितरण परवानाधारक जबाबदार राहील.

६६.२ संबंधित वितरण परवानाधारक ज्या अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांकडून वीज खरेदी करीत असेल त्या प्रकल्पांच्या संबंधात, तांत्रिक व वाणिज्यिक तपशिलासह, या विनियमांशी संबंधित सर्व माहिती ठेवेल आणि ही माहिती तिमाही तत्त्वावर अद्ययावत करून त्यांच्या संकेत स्थळावर प्रसिद्ध करून जनतेला उपलब्ध करून देईल.

६६.३ प्रकल्प कंपनी परिशिष्ट - ब मध्ये विनिर्दिष्ट केलेल्या नमुन्यामध्ये वीज खरेदी करणाऱ्या वितरण परवानाधारकाला माहिती सादर करील.

६७. अ-खनिज इंधनावर आधारित अर्हताकारी नसलेल्या सह-निर्मिती प्रकल्पांकरिता वीज दर

६७.१ अ-खनिज इंधनावर आधारित अर्हताकारी नसलेल्या सह-निर्मिती प्रकल्पांचा वीज दर हा त्या वर्षात विजेची खरेदी करणाऱ्या वितरण परवानाधारकाच्या सरासरी वीज खरेदी खर्चाशी सममूल्य असेल.

६७.२ पुनर्विलोकन कालावधीच्या प्रत्येक वर्षाकरिता सरासरी वीज खरेदीचा खर्च त्या वर्षात वीज आकारणी करण्याच्या प्रयोजनासाठी लागू राहिल.

प्रकरण ७ : सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्पांसाठी तंत्रज्ञान-विशिष्ट मापदंड

६८. तंत्रज्ञानाचे स्वरूप

या विनियमांखाली सौर फोटो व्होल्टेज (पीव्ही) विद्युत प्रकल्पासाठी असलेले निकष हे ग्रिडशी उच्च दाब पातळीवर जोडलेल्या पीव्ही यंत्रणेला लागू राहतील. ही यंत्रणा, एमएनआरईने मान्यता दिलेल्या फोटो व्होल्टेज तंत्रज्ञानाद्वारे, सूर्यप्रकाशाचे रूपांतर थेट विजेत करते :

परंतु असे की, या विनियमांतर्गत विनिर्दिष्ट केलेले निकष एकूण मीटरिंगला लागू राहतील आणि नक्त मीटरिंगच्या प्रयोजनासाठी लागू राहणार नाहीत.

६९. भांडवली खर्च

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, आधारभूत वर्षाकरिता सौर फोटो व्होल्टेज विद्युत प्रकल्पाच्या प्रमाणानुसार भांडवली खर्च रुपये ६०५.८५ लाख प्रति मेगावॉट इतका विचारात घेण्यात येईल.

७०. क्षमता वापर घटक (कॅपसिटी युटिलायझेशन फॅक्टर (सीयुएफ))

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, सौर पीव्ही प्रकल्पाकरिता क्षमता वापर घटक (सीयुएफ) १९ % इतका विचारात घेण्यात येईल.

७१. संचालन व देखभाल खर्च

७१.१ पुनर्विलोकन कालावधीच्या आधारभूत वर्षासाठी संचालन व देखभाल खर्च रु. १३ लाख प्रति मेगावॉट राहिल

७१.२ लेव्हलाइज्ड वीज दराच्या परिगणनेसाठी या विनियमांखाली मान्यता दिलेले प्रमाणानुसार संचालन व देखभाल खर्च, बहु-वर्षीय वीज दराचे नियमन करणाऱ्या आयोगाच्या विनियमांत विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या दराने वाढविण्यात येतील.

७२. छपरावरील सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्पासाठी वीज दर

छपरावरील सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्पांसाठी वीज दर हा, सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्पांना लागू असलेल्या वीज दरापेक्षा, प्रति युनिट रु. ०.५० ने किंवा आयोगाने वेळोवेळी ठरवून दिलेल्या अशा अन्य रकमेने, जास्त राहिल.

प्रकरण ८ : सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पांसाठी तंत्रज्ञान-विशिष्ट मापदंड

७३. तंत्रज्ञानाचे स्वरूप

या विनियमांखालील सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पासाठीचे निकष, अशा सौर प्रकल्पांना लागू राहतील जे सूर्यप्रकाशाचा वापर, लाइन फोकस किंवा पॉइंट फोकस तत्त्वावर आधारित एकवटलेल्या सौर विद्युत तंत्रज्ञानाद्वारे, विजेत रूपांतर करण्यासाठी करतात.

७४. भांडवली खर्च

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पाच्या प्रमाणानुसार भांडवली खर्च आधारभूत वर्षाकरिता रुपये १२०० लाख प्रति मेगावॉट इतका विचारात घेण्यात येईल.

परंतु असे की, आयोग विनियम-८ आणि विनियम-९ अंतर्गत प्रकल्प विशिष्ट वीज दर निश्चित करताना वरील प्रमाणापेक्षा वेगळे प्रमाण ठरवू शकेल.

७५. क्षमता वापर घटक [कॅपसिटी युटिलाइझेशन फॅक्टर (सीयुएफ)]

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पाकरिता क्षमता वापर घटक (सीयुएफ) २३ % राहिल.

परंतु असे की, विनियम-८ आणि विनियम-९ नुसार प्रकल्प विशिष्ट वीज दर निश्चित करताना वरील प्रमाणापेक्षा वेगळे प्रमाण आयोग ठरवू शकेल.

७६. संचालन व देखभाल खर्च

७६.१ वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, पुनर्विलोकन कालावधीच्या आधारभूत वर्षासाठी संचालन व देखभाल खर्च रुपये १५ लाख प्रति मेगावॅट राहिल.

७६.२ लेव्हलाइज्ड वीज दराची परिगणना करण्यासाठी या विनियमांतर्गत मान्यता दिलेले संचालन व देखभाल खर्च, बहु-वर्षीय वीज दराचे नियमन करणाऱ्या आयोगाच्या विनियमांत विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या दराने वाढविण्यात येतील.

७७. सहाय्यकारी वीज वापर

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, सहाय्यकारी वीज वापराचा घटक १० टक्के राहिल.

परंतु असे की, आयोग विनियम-८ आणि विनियम-९ नुसार प्रकल्प विशिष्ट वीज दर निश्चित करताना वरील प्रमाणापेक्षा वेगळे प्रमाण ठरवू शकेल.

प्रकरण ९ : संकीर्ण

७८. निकषांपासून दूर जाणे

या विनियमांखाली विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या निकषांपासून फारकत घेऊन नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांपासूनच्या विजेच्या विक्रीसाठीचे वीज दर निश्चित करता येऊ शकतील. मात्र यासाठी अट अशी राहिल की, अशा रीतीने प्रकल्पाच्या उपयुक्त आयुर्मानाच्या कालावधीकरिता परिगणना केलेला लेव्हलाइज्ड वीज दर हा विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या निकषांच्या आधारे परिगणना केलेल्या लेव्हलाइज्ड वीज दरापेक्षा जास्त असू नये.

परंतु असे की, या विनियमांखाली विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या निकषांपासून दूर जाण्याची कारणे लेखी नोंदण्यात येतील.

७९. शिथिल करण्याचे अधिकार

आयोग, स्वतःहून किंवा आयोगासमोर हितसंबंधित व्यक्तीने केलेल्या अर्जाच्या संदर्भात, या विनियमांतील कोणतीही तरतूद सर्वसाधारण किंवा विशिष्ट आदेशाद्वारे शिथिल करू शकेल; मात्र त्यापूर्वी, यासंबंधीच्या कारणांची लेखी नोंद करण्यात येईल आणि बाधित होऊ शकणाऱ्या व्यक्तींना त्यांची बाजू मांडण्याची संधी देण्यात येईल.

८०. आदेश आणि कार्य-प्रणाली निदेश निर्गमित करणे

अधिनियमातील तरतुदींच्या अधीन राहून, आयोग, या विनियमांच्या अंमलबजावणी संबंधात वेळोवेळी आदेश आणि कार्य-प्रणाली निदेश निर्गमित करू शकेल.

८१. सुधारणा करण्याचे अधिकार

आयोग, कोणत्याही वेळी या विनियमांतील कोणत्याही तरतुदीमध्ये बदल, फेरफार, अल्प बदल, किंवा सुधारणा करू शकेल.

८२. अडचणी दूर करण्याचे अधिकार

या विनियमातील तरतुदी अमलात आणताना जर कोणतीही अडचण उद्भवली तर, आयोग, सर्वसाधारण किंवा विशिष्ट आदेशाद्वारे, अधिनियमातील तरतुदींशी विसंगत नसेल व अडचण दूर करण्यासाठी त्यास आवश्यक वाटेल अशी तरतूद करू शकेल.

परिशिष्ट-ए

नमुना १.१ पवन ऊर्जा, लघु जल आणि सौर पीव्ही/सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पांकरिता नमुना—
मापदंडांची गृहितके

नमुना १.१ मापदंडांची गृहितके				
अ.क्र.	गृहितकाचे शीर्षक	उप-शीर्षक	उप-शीर्षक (२)	युनिट
१	बीज निर्मिती	क्षमता	बीज निर्मितीची स्थापित क्षमता क्षमता वापर घटक उपयुक्त आयुर्मान	मेगावॅट % वर्षे
२	प्रकल्पाचा खर्च	भांडवली खर्च/मेगावॅट	विद्युत संयंत्र खर्च	रु. लाख/ मेगावॅट
३	निधीचे स्रोत	कर्ज : भाग-भांडवल कर्जाचा भाग भाग-भांडवलाचा भाग	बीजदराचा कालावधी कर्ज भाग-भांडवल एकूण कर्जाची रक्कम एकूण भाग-भांडवलाची रक्कम कर्जाची रक्कम परतफेडीचा कालावधी (विलंब कालावधीसह) व्याज दर भाग-भांडवलाची रक्कम पहिल्या १० वर्षातील भाग-भांडवलावरील परतावा भाग-भांडवलावरील परताव्याचा कालावधी ११ वर्षांनंतर पुढे भाग-भांडवलावरील परतावा भाग-भांडवलावरील परताव्याची भारांकित सरासरी डिस्काउंटचा दर	वर्षे % % रु. लाख रु. लाख रु. लाख वर्षे % रु. लाख % दर वर्षी वर्षे % दर वर्षी % %
४	वित्तीय गृहितके	वित्तीय गृहितके घसारा	आय कर मॅट दर (पहिल्या १० वर्षांसाठी) पहिल्या १२ वर्षांकरिता घसाऱ्याचा दर १३ व्या वर्षांनंतर पुढे घसाऱ्याचा दर वर्षासाठी दर ५.८३	% % % %
५	खेळते भांडवल	स्थिर आकारासाठी संचालन व देखभाल आकार देखभालीसाठी सुटे भाग ऋणकोकडून येणे रकमा खेळत्या भांडवलावरील व्याज	(संचालन व देखभाल खर्चाच्या मध्ये)	महिने % महिने %
६	संचालन व देखभाल	विद्युत संयंत्र (आ.व. १५-१६) (एकूण संचालन व देखभाल खर्चातील वाढ)		रु. लाख %

परिशिष्ट ए

नमुना २.१: बायोमास आधारित आणि अ-खनिज इंधनावर आधारित सहनिर्मिती प्रकल्पांकरीता
मापदंडांची गृहितके

S. No.	गृहिताचे शीर्षक	उप-शीर्षक	उप-शीर्षक-(२)	युनिट	गृहितके
१	विद्युत निर्मिती	क्षमता	स्थापित विद्युत निर्मिती क्षमता स्थिरीकरण दरम्यान सहाय्यकारी वापर स्थिरीकरणानंतर सहाय्यकारी वापर संयंत्र भार घटक (६ महिन्यांसाठी स्थिरीकरण) संयंत्र भार घटक (स्थिरीकरणानंतर पहिल्या वर्षादरम्यान) संयंत्र भार घटक (दुसऱ्या वर्षानंतर पुढे) उपयुक्त आयुर्मान	मेगावॅट % % % % %	
२	प्रकल्पाचा खर्च	भांडवली खर्च/मेगावॅट	विद्युत संयंत्र खर्च	रु. लाख/मेगावॅट	
३	वित्तीय गृहितके	कर्ज : भाग भांडवल कर्ज घटक भाग भांडवल घटक	कर्ज भाग भांडवल कर्जाची एकूण रक्कम भाग भांडवलाची एकूण रक्कम कर्ज रक्कम परतफेडीचा कालावधी (विलंबावधीसह) व्याज दर भागभांडवलाची रक्कम पहिल्या १० वर्षांसाठी भागभांडवलावरील परतावा भागभांडवलावरील परतावाचा कालावधी ११ वर्षानंतर पुढे भाग-भांडवलावरील परतावा डिस्काउंट दर (डब्ल्युएसीसी शी सममूल्य)	% % रु. लाख रु.लाख रु.लाख वर्ष % रु. लाख % दर वर्षी वर्ष % %	
४	वित्तीय गृहितके	वित्तीय गृहितके घसारा	आय कर एमएटी दर (पहिल्या १० वर्षांसाठी) पहिल्या १२ वर्षांकरिता घसाराचा दर १३व्या वर्षानंतर पुढे घसाराचा दर वर्षासाठी घसारा दर ५.८६%	% % % %	
५	खेळते भांडवल	स्थिर आकारासाठी संचालन व देखभाल आकार देखभालीसाठी सुटे भाग ऋणकोकडून येणे रक्कम अस्थिर आकारासाठी बायोमासचा साठा खेळत्या भांडवलावरील व्याज	(संचालन व देखभाल खर्चाच्या टक्केवारीत)	महिने महिने महिने %	
६	इंधनाशी संबंधित गृहितके	उष्मांक दर बायोमास	स्थिरीकरणानंतरचा कालावधी आधारभूत किंमत (आ.व. १५-१६) जीसीव्ही - बायोमास	किलो कॅलरी/ प्रति युनिट रु./टी किलो कॅलरी/किलोग्रॅम	
७	संचालन व देखभाल	विद्युत संयंत्र (आ.व.२०१५-१६) संचालन व देखभाल खर्चातील एकूण वाढ		रु. लाख %	

परिशिष्ट ए
 नमुना २.२: बायोमास आणि अ-खनिज इंधनावर आधारित सहनिर्मिती प्रकल्पांकरिता नमुना वीज दराच्या भागाचे निश्चितीकरण

युनिट निर्मिती	युनिट वर्ष --->	१	२	३	४	५	६	७	८	९	१०	११	१२	१३	१४	१५	१६	१७	१८	१९	२०	
व्यापिल क्षमता	मेगावॅट																					
एकूण निर्मिती	दरवर्ष युनिट																					
अवश्यावकारी वापर	दरवर्ष युनिट																					
नक्ता निर्मिती	दरवर्ष युनिट																					

अस्थिर खर्च	युनिट वर्ष --->																					
बायोमास खर्च	रु. लाख																					

प्रति युनिट अस्थिर खर्च रु/युनिट

स्थिर खर्च	युनिट वर्ष --->																					
संचालन व देखभाल खर्च	रु. लाख																					
घरपारा	रु. लाख																					
मूदत कर्जावरील व्याज	रु. लाख																					
खेळत्या मांडवलावरील व्याज	रु. लाख																					
मांडवलावरील परतावा	रु. लाख																					
एकूण स्थिर खर्च	रु. लाख																					

प्रति युनिट स्थिर खर्च रु/युनिट

उपयुक्त आयुर्मानाशी अनुसूप लेव्हलाईव्ह वीज दर निर्मितीचा प्रति युनिट खर्च

अस्थिर/निर्मिती खर्च	युनिट	लेव्हलाईव्ह																				
संचालन व देखभाल खर्च	रु/युनिट																					
घरपारा	रु/युनिट																					
मूदत कर्जावरील व्याज	रु/युनिट																					
खेळत्या मांडवलावरील व्याज	रु/युनिट																					
भाग मांडवलावरील परतावा	रु/युनिट																					
एकूण निर्मिती खर्च	रु/युनिट																					

लेव्हलाईव्ह वीज दर	युनिट वर्ष --																					
डिस्कॉउट घटक																						
अस्थिर खर्च																						
स्थिर खर्च																						

लेव्हलाईव्ह वीज दर (अस्थिर)	
लेव्हलाईव्ह वीज दर (स्थिर)	
लेव्हलाईव्ह वीज दर (रु/युनिट)	

परिशिष्ट बी

बायोमास आणि सह-निर्मिती प्रकल्प कंपनीने राज्य नोडल एजन्सीला पाठवावयाच्या मासिक विवरणपत्राचा नमुना

नमुना १.२ : मासिक इंधन वापराचे विवरणपत्र

प्रकल्पाचे नाव

(ठिकाण, जिल्हा)

राज्य नोडल एजन्सी/विद्युत कंपनी संदर्भ क्र.

स्थापित क्षमता (मेगावॅटमध्ये)

प्रकल्प कार्यान्वित झाल्याचा दिनांक

आर्थिक वर्षाकरिता :

विवरणपत्राचा दिनांक :

प्रकल्प संकेतांक :

अनु. क्र.	महिना	महिनाभरातील विद्युत निर्मिती (युनिट)		संबंधी विद्युत निर्मिती (युनिट)		बायोमास इंधन - १ (वापर टनामध्ये)		बायोमास इंधन - २ (वापर टनामध्ये)		बायोमास इंधन - ३ (वापर टनामध्ये)		खनिज इंधन (कोळसा) (वापर टनामध्ये)		% खनिज इंधन एकूण इंधनाचा वापर	
		एकूण	नक्सा	एकूण	नक्सा	इंधनाचा प्रकार	मागील १२ महिन्यातील संचयी वापर	इंधनाचा प्रकार	मागील १२ महिन्यातील संचयी वापर	इंधनाचा प्रकार	मागील १२ महिन्यातील संचयी वापर	वापरलेल्या कोळशाचा दर्जा	मागील १२ महिन्यातील संचयी वापर	चाळू महिन्या दरम्यान (१३)/(४+६+१०+१३)	मागील १२ महिन्यातील संचयी वापर (१४)/(५+८+११+१४)
१	एप्रिल														
२	मे														
३	जून														
४	जुलै														
५	ऑगस्ट														
६	सप्टेंबर														
७	ऑक्टोबर														
८	नोव्हेंबर														
९	डिसेंबर														
१०	जानेवारी														
११	फेब्रुवारी														
१२	मार्च														

परिशिष्ट बी

दर महिन्यास अद्ययावत करणे

तक्ता २.२: मासिक इंधन खरेदीचे विवरणपत्र

प्रकल्पाचे नाव
(विकाय, जिल्हा)

राज्य नोडल एजन्सी/विद्युत कंपनीचा संदर्भक.

स्थापित क्षमता (मेगावॅटमध्ये)

प्रकल्प कार्यान्वित झाल्याचा दिनांक

आर्थिक वर्षाकरीता

विवरणपत्राचा दिनांक :

प्रकल्प संकेतांक :

अनु क्र.	महिना	खरेदी केलेले बायोमास इंधन - १			खरेदी केलेले बायोमास इंधन - २			खरेदी केलेले बायोमास इंधन - ३			खरेदी केलेले खनिज इंधन (कोळसा)												
		पुरवठा-दाराचा खर्च	साठवणुकीचा खर्च	हाताळणीचा खर्च	पुरवठा-दाराचा खर्च	साठवणुकीचा खर्च	हाताळणीचा खर्च	पुरवठा-दाराचा खर्च	साठवणुकीचा खर्च	हाताळणीचा खर्च	पुरवठा-दाराचा खर्च	साठवणुकीचा खर्च	हाताळणीचा खर्च	पुरवठा-दाराचा खर्च	साठवणुकीचा खर्च	हाताळणीचा खर्च							
१	२	३	४	५	६	७	८	९	१०	११	१२	१३	१४	१५	१६	१७	१८	१९	२०	२१	२२		
१	एप्रिल																						
२	मे																						
३	जून																						
४	जुलै																						
५	ऑगस्ट																						
६	सप्टेंबर																						
७	ऑक्टोबर																						
८	नोव्हेंबर																						
९	डिसेंबर																						
१०	जानेवारी																						
११	फेब्रुवारी																						
१२	मार्च																						

मुंबई,
दिनांक १० नोव्हेंबर २०१५.

अश्वनी कुमार,
सचिव,

महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग.

MAHARASHTRA ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

ELECTRICITY ACT, 2003.

No. MERC/Legal/2015/0333.—In exercise of the powers conferred under Sections 61, 66 and 86 read with Section 181 of the Electricity Act, 2003 and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Maharashtra Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulations, namely :—

1. Short title and commencement

1.1 These Regulations may be called the Maharashtra Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Renewable Energy Tariff) Regulations, 2015.

1.2 These Regulations shall come into force from the date of their publication in the *Official Gazette*.

2. Definitions and Interpretation

2.1 In these Regulations, unless the context otherwise requires,—

(a) 'Act' means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);

(b) 'Auxiliary energy consumption', 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) 'Average Power Purchase Cost' or 'APPC' means the weighted average price at which the Distribution Licensee has purchased or is expected to purchase electricity (excluding procurement from RE sources), including the cost of self-generation, if any, as approved by the Commission in the relevant Tariff Order or any other general or specific Order;

(d) 'Biogas' means a gas created when organic matters like crop residues, sewage and manure breaks down in an oxygen-free environment;

(e) 'Biomass' means wastes produced during agricultural and forestry operations (such as straws and stalks, etc.) or produced as a by-product of processing operations of agricultural produce (such as husks, shells, de-oiled cakes, etc.); wood produced in dedicated energy plantations or recovered from wild bushes/weeds; and the wood waste produced in some industrial operations;

(f) 'Biomass gasification' means a process of incomplete combustion of biomass resulting in production of combustible gases consisting of a mixture of Carbon Monoxide (CO), Hydrogen (H₂) and traces of Methane (CH₄), which is called 'producer gas';

(g) 'Capacity Utilisation Factor' or 'CUF' means the ratio of actual gross energy generated by the project to the equivalent energy output at its rated capacity over the year;

(h) 'Central Commission' or 'CERC' means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of Section 76 of the Act;

(i) 'CERC RE Tariff Regulations' means the Regulations of the Central Commission governing Renewable Energy ('RE') Tariff determination;

(j) 'Commission' or 'MERC' means the Maharashtra Electricity Regulatory Commission referred to in Section 82 of the Act;

(k) 'Conduct of Business Regulations' means the Maharashtra Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 2004 as amended from time to time;

(l) 'Date of Commissioning' means the date of commissioning declared by a Generating Company in relation to a Unit of its Generating Station;

(m) 'Eligible Project' means a—

i. Wind Power Project commissioned using new or re-powered wind turbine generators after notification of these Regulations;

ii. Small Hydro Power Project commissioned after notification of these Regulations and located at a site approved by the State Nodal Agency/State Government using new plant and machinery, and with installed power Project capacity of 25 MW or less at a single location;

iii. Mini Hydro Power Project commissioned after notification of these Regulations and located at a site approved by the State Nodal Agency/State Government using new plant and machinery, and with installed power Project capacity of 1000 kW or less, but above 500 kW;

iv. Micro Hydro Power Project commissioned after notification of these Regulations and located at a site approved by the State Nodal Agency/State Government using new plant and machinery, and with installed power Project capacity of 500 kW or less;

v. Biomass-based Power Project commissioned after notification of these Regulations, with new plant and machinery based on Rankine Cycle technology and using biomass fuel sources, provided the use of fossil fuel is restricted as stipulated under Regulation 45 of these Regulations;

vi. Non-Fossil Fuel-based Co-Generation Project commissioned after notification of these Regulations using new plant and machinery, and satisfying the following definitions and qualifying requirements;

Topping Cycle mode of Co-Generation – Any facility that uses non-fossil fuel input for power generation and which also utilizes the thermal energy generated for useful heat applications in other industrial activities simultaneously;

Provided that the use of fossil fuel is restricted as stipulated under Regulation 63 of these Regulations;

Provided further that the sum of useful power output and one half the useful thermal output should be greater than 45% of the facility's energy consumption, during season;

Explanation - For the purposes of this Clause 'useful power output' shall mean the gross electricity output (in kWh) from the generator. (The gross electricity is derived by adding the Auxiliary Consumption in the Co-Generation Project (e.g. in the boiler feed pump and the FD/ID fans) to the net electricity output);

'Useful Thermal Output' is the useful heat (steam) that is provided to the process by the Co-Generation Project;

'Energy Consumption' of the Co-Generation Project is the useful energy input that is supplied by the fuel ;

vii. Non-Fossil Fuel-based Non-Qualifying Co-Generation Project that does not fulfill the eligibility criteria and is commissioned after notification of these Regulations ;

viii. Solar PV, Solar Roof-top PV and Solar Thermal Power Project based on technologies approved by MNRE and commissioned after notification of these Regulations ;

ix. Waste to Energy Project based on technologies approved by MNRE and commissioned after notification of these Regulations ;

x. Hybrid RE Project based on RE technologies approved by MNRE, such as Wind-Solar Hybrid, Solar-Biomass Hybrid, Solar-Co-Generation Hybrid, Solar Thermal Hybrid, within the same premises and commissioned after notification of these Regulations.

xi. Biomass Gasifier and Biogas-based Project based on technologies approved by MNRE and commissioned after notification of these Regulations.

(*n*) 'Existing RE Project' means a Renewable Energy Project commissioned prior to the notification of these Regulations;

(*o*) '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;

(*p*) 'Hybrid Renewable Energy Project' means a Renewable Energy Project that uses a combination of Renewable Energy technologies approved by MNRE for electricity generation within the same premises;

(*q*) 'Installed Capacity' means the summation of the name plate capacities of all the Units of a Generating Station or the capacity of a Generating Station, reckoned at the generator terminals;

(*r*) 'Inter-connection Point' means the interface point of a Renewable Energy generating facility with the transmission system or distribution system, as the case may be, and

1. in relation to Wind Energy and Solar Photo Voltaic Projects, the inter-connection point shall be the line isolator on the outgoing feeder on the HV side of the Pooling sub-Station;

Explanation.—A Pooling sub-Station is a sub-Station, consisting of a step-up transformer and associated switchgear, to the LV side of which multiple generating Units (Wind Turbine Generators or Solar PV modules /arrays/inverter units) are connected.

2. in relation to Mini/Micro Hydro, Small Hydro, Biomass and Biomass gasification, Non-Fossil Fuel-based Co-Generation, Biogas-based, Hybrid Renewable Energy, Municipal Solid Waste and Solar Thermal Power Projects, the inter-connection point shall be the line isolator on the outgoing feeder on the HV side of the generator transformer;

(*s*) 'Micro Hydro Power Project' means a Hydro Power Project with a Station capacity up to and including 500 kW;

(*t*) 'Mini Hydro Power Project' means a Hydro Power Project with a Station capacity of 1 MW or less, but above 500kW;

(*u*) 'MNRE' means the Ministry of New and Renewable Energy of the Government of India;

(*v*) 'New RE Project' means a Renewable Energy Project commissioned after notification of these Regulations;

(*w*) 'Non-firm power' means the power generated from renewable sources as approved by MNRE from time to time, the hourly variation of which is dependent upon nature's phenomena, like sun or wind, that cannot be accurately predicted;

(*x*) 'Non fossil fuel-based Co-Generation' means 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;

(*y*) 'Operation and maintenance expenses' or 'O&M expenses' means the expenditure incurred on operation and maintenance of a project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;

(*z*) 'Project' means a Generating Station and the evacuation system up to the inter-connection point, as the case may be; and, in case of a Small Hydro Power Generating Station, includes all components of the generating facility such as the intake water conductor system and generating Units of the Scheme, as apportioned to power generation;

(*aa*) 'Renewable Energy' or 'RE' means the grid quality electricity generated from Renewable Energy sources;

(bb) 'Renewable Energy Power Project' means a power project, other than a conventional power Project, generating grid quality electricity from Renewable Energy sources;

(cc) 'Renewable Energy Sources' means the renewable sources such as Mini, Micro and Small Hydro, Wind, Solar, Biomass including bagasse, bio-fuel, urban or Municipal Solid Waste and such other sources as are recognized or approved by the MNRE;

(dd) 'Re-powering' means the process of replacing older wind turbines, operational for at least 15 years of useful life since their commissioning, with newer ones that have either a higher name plate capacity or higher efficiency which results in a net increase in power generated from the same site;

(ee) 'Review Period' means the period during which the norms for determination of tariff specified in these Regulations shall remain valid;

(ff) 'Small Hydro Power Project' means a Hydro Power Project with a Station capacity of 25 MW or less, but above 1 MW;

(gg) 'Solar PV Power Project' means a power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology;

(hh) 'Solar Roof-top PV Power Project means a Solar Photo Voltaic Power Project installed on the roof-top of a building or any other mounting structure in the consumer premises that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology and satisfies any other eligibility criteria as may be stipulated by MNRE;

(ii) 'Solar Thermal Power Project' means a power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Concentrated Solar Power technology based on line focus or point focus principle;

(jj) 'State Nodal Agency' means the Maharashtra Energy Development Agency ('MEDA') or such other entity as may be so designated by the Commission from time to time;

(kk) 'Station Heat Rate' or 'SHR' means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a Renewable Energy Project that uses fuel for generation;

(ll) 'Tariff period' means the period for which the tariff is to be determined by the Commission on the basis of norms specified under these Regulations;

(mm) 'Useful Life', in relation to a Unit of a Generating Station, including the evacuation system, means the following duration from the date of commercial operation ('COD') of such generation facility, namely :—

a. Wind Energy Power Projects	25 years
b. Biomass-based Power Project, Non-Fossil Fuel-based Co-Generation.	20 years
c. Mini/Micro and Small Hydro Power Projects	35 years
d. Solar PV/Solar Thermal Power Projects	25 years
e. Solar Roof-top PV systems Power Projects	25 years

Provided that the Useful Life of other RE Projects shall be as stipulated by the Commission while determining the Project specific tariff, taking into consideration the norms of the Central Commission;

(nn) 'Year' means a financial year.

2.2 Save as aforesaid and unless repugnant to the context or if the subject matter otherwise requires, words and expressions used in these Regulations which are not specifically defined herein but defined in the Act, shall have the meaning assigned to them in the Act; and, if not defined in the Act, shall have the meaning assigned to them in any Act of the Parliament or the State Legislature applicable to the electricity industry and the Regulations framed by the Commission under the Act.

3. Scope of Regulations and extent of application

3.1 These Regulations shall apply to those new RE Projects which are commissioned in the State of Maharashtra for the generation and sale of electricity to Distribution Licensees in the State, are Eligible Projects for the purposes of these Regulations, and whose tariff is to be determined by the Commission under the provisions of Section 62 read with Section 86 of the Act :

Provided that, where a RE Project opts for the Renewable Energy Certificate ('REC') mechanism specified in the MERC (Renewable Purchase Obligation, its Compliance, and Implementation of REC Framework) Regulations, 2010, its pricing mechanism shall be governed by the provisions of those Regulations or as may be specified in future.

3.2 The tariff and other terms and conditions applicable to existing RE Projects shall be governed by the provisions of the RE Tariff Orders issued by the Commission from time to time :

Provided that conditions stipulated under Second Proviso of Regulation 5.1 of Maharashtra Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2010 shall continue to apply in case of such Existing RE Projects.

4. General reporting requirements

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

- a) details of source-wise RE capacity addition in MW;
- b) details of purchase of RE in MUs; and
- c) a statement of Energy Purchase Agreements (EPAs) entered into under these Regulations,

in addition to any other information that the Commission may stipulate from time to time. The Distribution Licensees shall also upload and update the above information on their websites on a quarterly basis, along with details of capacity addition in previous years.

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

Chapter 1: General Principles

5. Competitive Bidding for procurement of power generated by grid-connected RE Projects

The Commission shall adopt the tariff for a RE Power Project where such tariff has been determined through a transparent process of competitive bidding in accordance with guidelines under Section 63 of the Act as and when issued by the Central Government.

6. Review Period

6.1 The Review Period under these Regulations shall be five financial years (FY), upto the end of FY 2019-20. The first year of the Review Period shall commence from the date of notification of these Regulations.

6.2 The Regulations for the subsequent Review Period shall be notified separately :

Provided that, if the Regulations for the subsequent Review Period are not notified by the commencement of such Period, the tariff norms specified in these Regulations shall continue to apply until such Regulations are notified, subject to any adjustments that may be specified therein.

7. Tariff Period

7.1 The Tariff Period for Wind Power, Biomass-based, Solar PV, Solar Roof-top PV and Non-Fossil Fuel-based Co-Generation Projects shall be thirteen (13) years.

7.2 The Tariff Period for Small Hydro Power Projects of capacity exceeding 5 MW and upto and including 25 MW shall be thirteen (13) years.

7.3 The Tariff Period for Small Hydro Power Projects of 5 MW capacity or less and for Mini/Micro Hydro Power projects shall be thirty five (35) years.

7.4 The Tariff Period for Solar Thermal Projects shall be twenty five years (25) years.

7.5 The Tariff Period shall commence from the date of commercial operation of the Generating Station or Unit, as the case may be.

8. Project-specific tariff

8.1 A Project-specific tariff shall be determined by the Commission on a case-to case basis for the following types of Projects:

(a) Waste to Energy Projects based on the technologies approved by MNRE such as Municipal Solid Waste-based Projects;

(b) Projects based on any other RE technologies approved by MNRE after notification of these Regulations;

(c) Solar Thermal Power Projects in respect of which the Project Entities opt for a project-specific tariff :

Provided that, while determining the project-specific tariff for such Solar Thermal Projects, the Commission shall be guided by the provisions of Chapter 8;

(d) Hybrid RE Projects based on RE technologies approved by MNRE, such as Wind-Solar Hybrid, Solar-Biomass Hybrid, and Solar-Co-Generation Hybrid;

(e) Biomass-based Projects other than those based on Rankine Cycle technology application with water-cooled condenser;

(f) Biomass Gasifier and Biogas-based Projects.

8.2 The determination of project-specific tariff for generation of electricity from such RE sources shall be in accordance with such terms and conditions as may be stipulated in the relevant Orders of the Commission :

Provided that the financial norms specified in Chapter 2, except with regard to Capital Cost and O&M expenses, shall be the ceiling norms while determining such project-specific tariff.

9. Petition and proceedings for determination of tariff

9.1 The Commission shall notify the generic tariff as far as practicable before or at the beginning of each year of the Review Period considering the norms specified by the Central Commission from time to time with regard to the respective RE technologies :

Provided that, for the first year (FY 2015-16) of the Review Period, the generic tariff may be determined by the Commission within three months from the date of notification of these Regulations.

9.2 A Petition for determination of project-specific tariff shall be accompanied by such fee as may be specified in the applicable Regulations of the Commission, and shall be accompanied by :

(a) Information in Forms 1.1, 1.2, 2.1 and 2.2, as the case may be, appended as Annexure-A to these Regulations;

(b) A detailed project report outlining technical and operational details, site-specific aspects, premises for Capital Cost and financing plan, etc.;

(c) A statement of all applicable terms and conditions and expected expenditure for the period for which tariff is to be determined;

(d) A statement containing details of any grant, subsidy or incentive received, due or assumed to be due from the Central Government and/or State Government, which shall also include the computation of tariff without consideration of such grant, subsidy or incentive;

(e) Details of financial gain through REC or any other mechanism;

(f) Any other information that the Commission may require the Petitioner to submit.

9.3 The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the Conduct of Business Regulations.

10. Tariff Structure

The tariff for Projects based on RE technologies shall be a single-part tariff consisting of the following fixed cost components:

(a) Return on equity;

(b) Interest on loan capital;

(c) Depreciation;

(d) Interest on working capital;

(e) Operation and maintenance expenses;

Provided that, for RE Projects based on technologies having a fuel cost component, like Biomass-based Power Projects and non-fossil fuel-based Co-Generation Projects, a single-part tariff with two components, *viz.*, fixed cost component and fuel cost component, shall be determined.

11. Tariff Design

11.1 The tariff shall be determined on a levelised basis for the Tariff Period :

Provided that, for RE Projects having a single-part tariff with two components, the tariff shall be determined on a levelised basis considering the year of commissioning of the Project for the fixed cost component, while the fuel cost component shall be specified on the basis of the year of operation.

11.2 For the purpose of computation of levelised tariff, a discount factor equivalent to the normative post-tax weighted average cost of capital shall be considered.

11.3 Levelisation shall be carried out for the 'useful life' of the RE Project, while tariff shall be determined for the period equivalent to the Tariff Period.

12. Despatch principles for electricity generated from RE Sources

12.1 Subject to the provisions of the Indian Electricity Grid Code and the State Electricity Grid Code, all RE Power Projects, except for Biomass-based Power Projects and Co-Generation Project, shall be treated as 'Must Run' Projects and shall not be subjected to 'merit order despatch' principles.

12.2 The Biomass-based Power Projects and Co-Generation Projects shall be subject to the scheduling and despatch code as specified under the State Grid Code:

Provided that, in case any other scheduling provisions for RE Projects are made by the appropriate authorities, these may be applied to the RE Projects in the State by the Commission by general or specific Order.

Chapter 2 : Financial Principles

13. Capital Cost

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

Provided that a Petition for project-specific tariff determination shall provide the break-up of Capital Cost items in the manner specified in Regulation 9.

14. Debt-equity Ratio

14.1 For determination of the generic tariff by the Commission, the debt-equity ratio shall be considered to be 70 : 30.

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

Provided that, where the equity actually deployed is less than 30% of the Capital Cost, the actual equity shall be considered for determination of tariff;

Provided further that the equity invested in foreign currency shall be denominated or designated in Indian rupees as on the date of each investment.

15. Loan and Finance Charges

15.1 Loan Tenure :

For the purpose of determination of tariff, the loan tenure shall be considered as 12 years.

15.2 Interest Rate :

The quantum of loan arrived at as specified above shall be considered as the gross normative loan for computation of the interest on loan. The normative loan outstanding as on 1st April of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to 31st March of the previous year from the gross normative loan.

For the purpose of computation of tariff, the Base Rate of the State Bank of India prevailing during the previous year plus 300 basis points shall be considered as the normative interest rate.

Notwithstanding any moratorium period availed, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the Project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

16. Depreciation

16.1 The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset as admitted by the Commission. The salvage value of the asset shall be considered as 10%, and depreciation shall be allowed up to a maximum of 90% of the capital cost of the asset.

16.2 Annual Depreciation shall be based on the 'Differential Depreciation Approach' using the 'Straight Line Method' over two distinct periods comprising loan tenure and the period beyond loan tenure over the useful life. The depreciation rate for the first 12 years of the Tariff Period shall be 5.83% per annum, and the remaining depreciation shall be spread over the remaining useful life of the project from the 13th year onwards.

16.3 Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation.

17. Return on Equity

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

17.2 The Return on Equity shall be computed at the base rate of 16%, to be grossed up as per the applicable tax rate.

17.3 The rate of Return on Equity shall be computed by grossing up the base rate with the tax rate equivalent to the weighted average of the Minimum Alternate Tax ('MAT') during the year for the first 10 years from COD, and the weighted average of normal tax rate during the year for the remaining years of Project life.

18. Interest on Working Capital

18.1 The Working Capital requirement in respect of Wind Energy Projects and Small Hydro, Solar PV and Solar Thermal Power Projects shall consists of :

- a) O&M expenses for one month;
- b) Receivables equivalent to two months of tariff for sale of electricity calculated on the normative CUF;
- c) Maintenance spares @ 15% of O&M expenses.

18.2 The Working Capital requirement in respect of Biomass-based Projects and non-fossil fuel-based Co-Generation Projects shall consists of:

- a) Fuel costs for four months equivalent to normative Plant Load Factor ('PLF');
- b) O&M expenses for one month;
- c) Receivables equivalent to two months of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on the target PLF;
- d) Maintenance spares @ 15% of O&M expenses.

18.3 Interest on Working Capital shall be the average of the Base Rate of State Bank of India prevalent during the previous year, plus 350 basis points.

19. Operation and Maintenance Expenses

19.1 O&M expenses shall comprise repair and maintenance ('R&M') expenses, establishment (including employee) expenses, and administrative and general expenses including insurance.

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

19.3 Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate specified in the Regulations of the Commission governing Multi Year Tariff over the Tariff Period, for computation of the levelised tariff.

20. Rebate

20.1 For payment of bills of the Project Entity through Letter of Credit, a rebate of 2% shall be allowed.

20.2 Where payments are made other than through Letter of Credit within one month of presentation of bills by the Project Entity, 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 sixty days from the date of billing, a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the Project Entity.

22. Sharing of Clean Development Mechanism (CDM) Benefits

All risks, costs and efforts associated with the availing of carbon credits shall be borne by the Project Entity. The entire proceeds of carbon credit from approved CDM Project, if any, shall be retained by it.

23. Reactive Energy Charges

The Reactive Energy Charges will be governed by general or specific Orders issued by the Commission from time to time, or as may be specified by the Commission in future.

24. Grant, Subsidy or Incentive from the Central/State Government

The Commission shall take into consideration any grant, subsidy or incentive offered by the Central or State Government or their agencies, including accelerated/additional depreciation benefit, if availed, while determining the tariff under these Regulations:

Provided that the State Nodal Agency shall inform the Distribution Licensee regarding any such grant, subsidy or incentives received by a Project Entity on a quarterly basis :

Provided further that any such grant, subsidy or incentives availed by a Project Entity shall be deducted by the Distribution Licensee in subsequent bills raised by the particular Project Entity towards sale of electricity in suitable installments or within such period as may be stipulated by the Commission :

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

a. The assessment of benefit shall be based on normative Capital Cost, accelerated/additional depreciation rate as per the relevant provisions of the Income Tax Act and the Corporate Income Tax rate;

b. Capitalisation of RE Projects for the full financial year;

c. Per-unit benefit shall be derived on levelised basis at a discounting factor equivalent to the post-tax weighted average cost of capital :

Provided also that, 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 not be taken into account while determining the tariff.

25. Taxes and Duties

The tariff determined under these Regulations shall be exclusive of taxes and duties on the generation and sale of electricity from a RE Project as may be levied by the appropriate Government:

Provided that the taxes and duties levied by the appropriate Government on generation, and sale of electricity from such RE Project, such as Electricity Duty and Water Royalty, shall be allowed as a pass-through to the extent actually incurred.

Chapter 3 : Technology-specific parameters for Wind Energy Projects**26. Capital Cost**

26.1 The Capital Cost for Wind Energy Projects shall include the Wind Turbine Generator including its auxiliaries, land cost, site development charges and other civil works, transportation charges, evacuation cost up to inter-connection point, financing charges and Interest during Construction, and capital investment relating to forecasting and scheduling.

26.2 The Capital Cost for Wind Energy Projects shall be considered as Rs. 600.74 Lakh/MW in the first year of the Review Period for the purpose of tariff determination, and shall be revised in respect of projects to be commissioned in each subsequent year as specified in Regulation 27.

27. Capital Cost Indexation Mechanism

The Capital Cost of the Wind Energy Projects shall be revised for each year of the Review Period considering the indexation mechanism specified in the CERC RE Tariff Regulations.

28. Capacity Utilisation Factor

28.1 The CUF norms for Wind Energy Projects for the Review Period shall be as follows for the purpose of tariff determination:

Wind Zone	Annual Mean Wind Power Density (W/m ²)	CUF
Zone 1	<=250	22%
Zone 2	>250 - <=300	25%
Zone 3	>300 - <=400	30%
Zone 4	>400	32%

Provided that these CUF norms may be revised by the Commission through general or specific Order considering data that may become available subsequently.

28.2 The annual mean wind power density specified in Regulation 28.1 shall be measured at 80 meter hub height, and State Nodal Agency shall certify the Wind Zone relevant to the proposed Wind Energy Project.

28.3 For the purpose of classification of a Wind Energy Project in a particular Wind Zone class, the State Nodal Agency shall refer to the wind power density map prepared by the National Institute for Wind Energy.

29. Operation and Maintenance Expenses

29.1 Normative O&M expenses for the base year of the Review Period shall be 1.47% of the Capital Cost for the purpose of tariff determination.

29.2 Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate specified in the Regulations of the Commission governing Multi Year Tariff, to compute the levelised tariff.

Chapter 4 : Technology-specific parameters for Small Hydro Power Projects

30. Capital Cost

30.1 The normative Capital Cost for Small Hydro Power Projects during the first year of the Review Period shall be as follows for the purpose of tariff determination:

Project Size	Capital Cost (Rs. lakh/MW)
> 1 MW and upto and including 5 MW	605.28
> 5 MW and upto and including 25 MW	550.70

30.2 The Capital Cost for subsequent years shall be revised for Projects to be commissioned in each subsequent year as specified in Regulation 31.

31. Capital Cost Indexation Mechanism

The Capital Cost of Small Hydro Power Projects shall be revised for each year of the Review Period considering the indexation mechanism specified in the CERC RE Tariff Regulations.

32. Capacity Utilisation Factor

The CUF for Small Hydro Power Projects shall be 30% for the purpose of tariff determination.

33. Auxiliary Consumption

Normative Auxiliary Consumption for Small Hydro Power Projects shall be 1.0% for the purpose of tariff determination.

34. Operation and Maintenance Expenses

34.1 Normative O&M expenses for the base year of the Review Period for the purpose of tariff determination shall be as follows:

Project Size	O&M Expenses (Rs lakh/MW)
> 1 MW and upto and including 5 MW	3.60% of the Capital Cost.
> 5 MW and upto and including 25 MW	2.80% of the Capital Cost.

34.2 Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate specified in the Regulations of the Commission governing Multi Year Tariff, for the purpose of determination of the levelised tariff.

35. Tariff for Mini/Micro Hydro Power Projects

35.1 The tariff for Mini Hydro Power Projects with capacity of 1 MW and less but more than 500 kW shall be higher by Rs 0.50 per kWh than that applicable to Small Hydro Power Projects with installed capacity of 5 MW or less but more than 1 MW.

35.2 The tariff for Micro Hydro Power Projects with capacity of 500 kW and below shall be higher by Rs. 1.00 per kWh than that applicable to Small Hydro Power Projects with installed capacity of 5 MW or less but more than 1 MW.

Chapter 5: Technology-specific parameters for Biomass-based Power Projects

36. Technology

The norms for tariff determination specified in this Chapter are for Biomass-based Power Projects based on Rankine Cycle technology application using water-cooled condenser.

37. Applicability

37.1 The Capital Cost and performance norms specified in this Chapter shall be applicable only to new Biomass-based Power Projects commissioned after notification of these Regulations.

37.2 The fuel-related aspects specified in Regulations 44 to 50 shall be applicable to both existing and new Biomass-based Power Projects :

Provided that the norms in respect of SHR and Auxiliary Consumption factor for existing Biomass-based Power Projects shall be as stipulated in the respective RE Tariff Orders referred to in Regulation 3.2.

38. Capital Cost

The normative Capital Cost of Biomass-based Power Projects shall be considered as Rs. 494.32 lakh/MW for the first year of the Review Period for the purpose of tariff determination, and shall be revised in respect of Projects commissioned in each subsequent year of the Review Period as specified in Regulation 39.

39. Capital Cost Indexation Mechanism

The Capital Cost of the Biomass-based Power Projects shall be revised for each year of the Review Period considering the indexation mechanism specified under the CERC RE Tariff Regulations.

40. Plant Load Factor

40.1 The PLF for the purpose of determining the fixed charge component of the tariff for Biomass-based Power Projects shall be:

- 1) During stabilisation: 60%;
- 2) During the remaining period of the first year (after stabilisation): 70%;
- 3) From 2nd year onwards: 80%.

40.2 The stabilisation period shall not be longer than 6 months from the date of commissioning of a Project.

41. Auxiliary Consumption

The Auxiliary Power Consumption for Biomass-based Power Projects shall be 10% for the purpose of tariff determination.

42. Station Heat Rate

The SHR for new Biomass-based Power Projects shall be 4200 kcal/kWh for the purpose of tariff determination.

43. Operation and Maintenance Expenses

43.1 Normative O&M expenses for the base year of the Review Period shall be 5.32% of the Capital Cost for the purpose of tariff determination.

43.2 Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate specified in the Regulations of the Commission governing Multi Year Tariff, to compute the levelised tariff.

44. Fuel Mix

44.1 The Biomass-based Power Project shall be designed in such a way that it uses different types of non-fossil fuels available within its vicinity such as crop residues, agro-industrial residues, forest residues, etc. or other biomass fuels as may be approved by MNRE.

44.2 The Project Entity shall prepare fuel management plans to ensure adequate availability of fuel to meet the Project requirements.

45. Use of Fossil Fuel

The use of fossil fuels shall be limited to the extent of 15% of the total fuel consumption on an annual basis, or to such other extent as may be stipulated by MNRE from time to time.

46. Monitoring of use of Fossil Fuel

46.1 The Project Entity shall, along with its monthly energy bill, furnish a monthly fuel procurement and fuel usage statement certified by a Chartered Accountant to the Distribution Licensee with whom an EPA has been entered into, with a copy to State Nodal Agency, for the purpose of monitoring the fossil and non-fossil fuel consumption. The statement shall include details such as –

- a. Quantity of fuel (in tonnes) for each fuel type (biomass fuels and fossil fuels) procured and consumed during the month for power generation ;
- b. Cumulative quantity (in tonnes) of each fuel type procured and consumed till the end of the month during the year ;
- c. Actual (gross and net) energy generation (in kWh) during the month ;
- d. Cumulative actual (gross and net) energy generation (in kWh) until the end of that month during the year ;
- e. Opening fuel stock quantity (in tonnes) ;
- f. Receipt of fuel quantity (in tonnes) at the power Project site ;
- g. Closing fuel stock quantity (in tonnes) for each fuel type (biomass fuels and fossil fuels) available at the power Project site.

46.2 Non-compliance in any financial year with the conditions regarding fossil fuel usage shall render such Biomass-based Power Project ineligible to avail the generic tariff determined in accordance with these Regulations from the date of and for the duration of the default during such financial year :

Provided that such defaulting Biomass-based Project shall continue to sell power to the Distribution Licensee during the period of default at the APPC of such Licensee for the relevant year.

47. Compliance Monitoring for Biomass-based Power Projects

47.1 The Distribution Licensee procuring power from them shall be responsible for monitoring compliance by Biomass-based Power Projects with these Regulations.

47.2 The concerned Distribution Licensee shall maintain all data relevant to these Regulations, including technical and commercial details, in respect of Biomass-based Projects from whom it is procuring power, and shall make the data available in the public domain by publishing it on its website and updating it on a quarterly basis.

47.3 Project Entities shall submit the information to Distribution Licensee procuring power in the templates specified in Annexure-B of these Regulations.

48. Calorific Value

The average Calorific Value of the biomass fuel(s) used for the purpose of determination of tariff for new Biomass-based Power Projects shall be 3611 kcal/kg.

49. Fuel Cost

The biomass fuel price shall be considered as Rs. 3987/MT during the first year of the Review Period, and shall thereafter be linked to the indexation mechanism specified in Regulation 50.

50. Fuel Price Indexation Mechanism

50.1 In the case of both existing and new Biomass-based Power Projects, the following indexing mechanism for adjustment of fuel prices for each year of operation will be applicable for determination of the variable charge component of tariff:

The Variable Charge for the nth year shall be computed as under :

$$VC_n = VC_1 \times (P_n / P_1)$$

where,

VC_1 represents the Variable Charge based on Biomass Price P_1 for first year as specified under Regulation 49, and which shall be determined as under :

$$VC_1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)}}{\text{Gross Calorific Value (GCV)}} \times \frac{1}{(1 - \text{Auxillary Consumption Factor})} \times \frac{P_1}{1000}$$

$P_{(n)}$ = Price per tonne of biomass for the nth year to be considered for tariff determination

$P_{(n-1)}$ = Price per tonne of biomass for the (n-1)th year to be considered for tariff determination.
 P_1 shall be the Biomass price for FY 2015-16 as specified under Regulation 49.

The Biomass fuel price shall be revised by the Commission taking into consideration the Biomass fuel price determined by the Central Commission or a normative escalation factor of 5% per annum, as it may consider appropriate.

Chapter 6 : Technology-specific parameters for Non-fossil fuel-based Co-Generation Projects

51. Technology

A Project shall qualify as a Non-fossil Fuel-based Co-Generation Project if it is in accordance with the eligibility criteria specified in Regulation 2.1(m).

52. Applicability

52.1 The Capital Cost and performance norms specified in this Chapter shall be applicable only to Non-Fossil Fuel-based Co-Generation projects commissioned after notification of these Regulations.

52.2 The fuel-related aspects specified under Regulations 59 to 66 shall be applicable to both existing and new Non-Fossil Fuel-based Co-Generation Projects :

Provided that the norms in respect of specific fuel consumption and Auxiliary Consumption factor for existing Non-Fossil Fuel-based Co-Generation Projects shall be as stipulated in the respective RE Tariff Orders referred to in Regulation 3.2.

53. Capital Cost

The normative Capital Cost for Non-Fossil Fuel-based Co-Generation Projects shall be considered as Rs. 489.02 lakh/MW for the first year of the Review Period for the purpose of tariff determination, and shall be revised for Projects to be commissioned in each subsequent year as specified in Regulation 54.

54. Capital Cost Indexation Mechanism

The Capital Cost of the Non-Fossil Fuel-based Co-Generation Projects shall be revised for each year of the Review Period considering the indexation mechanism specified under the CERC RE Tariff Regulations.

55. Plant Load Factor

55.1 For the purpose of determining the fixed charge, the PLF for non-fossil fuel-based Co-Generation Projects shall be computed on the basis of plant availability for the number of operating days, considering operations during the crushing season and the off-season, as specified below, and a Load Factor of 92%.

55.2 The number of operating days considered shall be as follows:—

Operating Days	Plant Load Factor (%)
180 days (crushing) + 60 days (off-season) = 240 days operating days	60%

56. Auxiliary Consumption

The Auxiliary Power Consumption shall be 8.5% for the purpose of tariff determination.

57. Station Heat Rate

A SHR of 3600 kcal/kWh shall be considered for the purpose of tariff determination.

58. Operation and Maintenance Expenses

58.1 Normative O&M expenses during the base year of the Review Period shall be 3.54 % of the Capital Cost for the purpose of tariff determination.

58.2 Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate specified in the Regulations of the Commission governing Multi Year Tariff, to compute the levelised tariff.

59. Calorific Value

The Gross Calorific Value for bagasse shall be considered as 2250 kcal/kg. For the use of biomass fuels other than bagasse, the calorific value as specified in Regulation 48 shall be considered.

60. Fuel Cost

60.1 The price of bagasse shall be considered as Rs. 2326.84 /MT during the first year of the Review Period for the purpose of tariff determination, and shall thereafter be linked to the indexation formulae specified in Regulation 61.

60.2 For use of biomass other than bagasse, the biomass prices as specified under Regulation 49 shall be applicable.

61. Fuel Price Indexation Mechanism

61.1 In the case of both existing and new non-fossil fuel-based Co-Generation Projects, the following indexation mechanism for adjustment of fuel prices for each year of operation will be applicable for determination of the variable charge component of tariff :—

The Variable Charge for the nth year shall be computed as under—

$$VC_n = VC_1 \times (P_n / P_1)$$

where,

VC_1 represents the Variable Charge based on Bagasse Price P_1 for first year as specified under Regulation 60, and which shall be determined as under :

$$VC_1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)}}{\text{Gross Calorific Value (GCV)}} \times \frac{1}{(1 - \text{Auxillary Consumption Factor})} \times \frac{P_1}{1000}$$

$P_{(n)}$ = Price per tonne of Bagasse for the nth year to be considered for tariff determination.

$P_{(n-1)}$ = Price per tonne of Bagasse for the (n-1)th year to be considered for tariff determination.
 P_1 shall be the Bagasse price for FY 2015-16 as specified under Regulation 60.

The Bagasse fuel price shall be revised by the Commission taking into consideration the Bagasse fuel price determined by the Central Commission or a normative escalation factor of 5% per annum, as it may consider appropriate.

62. Fuel Mix and Co-Generation Project Capacity

62.1 The Co-Generation Power Project may be designed to use different types of non-fossil fuels available within its vicinity, such as bagasse and crop residues, bio-gas, agro-industrial residues, forest residues, etc., or other biomass fuels as may be approved by MNRE.

62.2 The Co-Generation Projects shall be sized in co-relation to the locally available non-fossil fuels.

62.3 The Project Entity shall prepare a fuel management plan to ensure adequate availability of fuel to meet the Project requirements.

63. Use of Fossil Fuel

The use of fossil fuels shall be limited to 15% of total fuel consumption on an annual basis, or to such other extent as may be stipulated by MNRE from time to time.

64. Monitoring Mechanism for the use of fossil fuel and Co-Generation Efficiency

The provisions of Regulations 46 and 47 relating to Biomass-based Projects shall apply *mutatis mutandis* to Non-Fossil Fuel-based Co-Generation Projects.

65. Measurement and Verification Protocol for Compliance Monitoring

65.1 An Energy Audit of the Co-Generation Project shall be conducted by the Project Entity once a year, during the crushing season, through a Certified Energy Auditor or an Energy Auditor empanelled by State Nodal Agency, and report furnished to the Distribution Licensee. The dates of the Audit shall be intimated to the purchasing Distribution Licensee, who shall have the option to depute its representative to participate in the Audit. The Distribution Licensee shall scrutinise such Audit reports so as to verify compliance by the Project.

65.2 The Energy Audit shall be conducted during a period of steady load on the Plant during the season.

65.3 In addition to any others, the following readings/stipulations shall be mandatory for such Audit :—

(a) Duration of Test.— The duration shall be at least one hour of continuous operation.

(b) Input fuel (e.g. Bagasse) flow.— The total quantity of fuel supplied to a boiler for the duration of the test is to be measured (in case the continuous measurement of fuel inflow is not possible, an average figure of fuel intake/hour may be taken as the basis. To arrive at this average, the fuel weighment over a period of constant plant load operation – either on 8-hours shift or 24 hours, as the case may be – shall be considered). Mass flow rate of non-fossil fuel – bagasse, i.e. (mass balance is to be then calculated in kg/hr).

(c) A sample of input fuel (e.g. bagasse) is to be tested (certified laboratory test report to be included) for its Gross Calorific Value using a bomb calorimeter.

(d) Temperatures and pressures are to be measured at the different steam consumption points say, 1,2,...n (T1, P1, T2, P2,...Tn, Pn etc.)

(e) The steam flow rates at 1,2,n (m1, m2,...mn) are to be measured with on line steam flow meters. The flow meters are to be calibrated before the Audit.

(f) Electrical output at generator terminals is to be recorded in kWh for the test period.

(g) A schematic of the configuration showing the instrument locations shall be provided.

65.4 The Energy Audit shall include computation of the boiler efficiency (based on direct or indirect method), the turbine isentropic efficiency and the auxiliary electricity consumption of the Co-Generation facility.

65.5 Before entering into EPA, the Distribution Licensee shall ensure that the manufacturer's test certificates for boiler efficiency and the turbine characteristic curves (steam flow rate vs. power output) are provided to it along with the detailed project report.

65.6 The Co-Generation Project Entity shall appoint, at its cost, an independent Certified Energy Auditor or an Auditor for conducting Energy Audit as above, from among the panel of Auditors prepared by State Nodal Agency.

65.7 The Audit results shall be reported to the Commission by the Distribution Licensee annually after the closing the crushing season.

66. Compliance Monitoring of Non-fossil Fuel-based Co-Generation Projects

66.1 The Distribution Licensee procuring power from them shall be responsible for monitoring compliance by the Non-fossil Fuel-based Co-Generation Projects with these Regulations.

66.2 The concerned Distribution Licensee shall maintain all data relevant to these Regulations, including technical and commercial details, in respect of Non-Fossil Fuel-based Co-Generation Projects from whom it is procuring power, and shall make the data available in the public domain by publishing it on its website and updating it on a quarterly basis.

66.3 Project Entities shall submit the information to Distribution Licensee procuring power in the templates specified in Annexure-B.

67. Tariff for Non-fossil fuel-based Non-Qualifying Co-Generation Projects

67.1 The tariff for a Non-fossil Fuel-based Non-qualifying Co-Generation Project shall be equivalent to the APPC of the Distribution Licensee procuring power for that year.

67.2 The APPC for each year of the Review Period shall be applicable for the purpose of billing during that year.

Chapter 7: Technology-specific parameters for Solar PV Power Projects

68. Technology Aspects

The norms for Solar PV Power Projects under these Regulations shall be applicable for grid-connected PV systems at HT Voltage level that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology as approved by MNRE:

Provided that the norms specified under these Regulations shall be applicable to Gross Metering and not to Net Metering purposes.

69. Capital Cost

The normative Capital Cost of a Solar PV Power Project shall be considered as Rs. 605.85 lakh/MW for base year for the purpose of tariff determination.

70. Capacity Utilisation Factor

The CUF of a Solar PV Project shall be considered as 19% for the purpose of tariff determination.

71. Operation and Maintenance Expenses

71.1 The O&M Expenses for the base year of the Review Period shall be Rs. 13 lakh/MW.

71.2 The normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate specified in the Regulations of the Commission governing Multi Year Tariff, to compute the levelised tariff.

72. Tariff for Solar Roof-top PV Power Projects

The tariff for Solar Roof-top PV Power Projects shall be higher by Rs 0.50/kWh, or by such other amount as may be stipulated by the Commission from time to time, than the tariff applicable for Solar PV Power Projects determined under this Regulations.

Chapter 8 : Technology-specific parameters for Solar Thermal Power Projects**73. Technology Aspects**

The norms for Solar Thermal Power Projects under these Regulations shall be applicable to Projects that use sunlight for conversion into electricity through Concentrated Solar Power technology based on either line focus or point focus principle.

74. Capital Cost

The normative Capital Cost of a Solar Thermal Power Project shall be considered as Rs. 1200 lakh/MW for base year for the purpose of tariff determination:

Provided that the Commission may deviate from this norm in case of project-specific tariff determination under Regulations 8 and 9.

75. Capacity Utilisation Factor

The CUF of a Solar Thermal Power Project shall be considered as 23% for the purpose of tariff determination:

Provided that the Commission may deviate from this norm in case of project-specific tariff determination under Regulations 8 and 9.

76. Operation and Maintenance Expenses

76.1 The O&M expenses for the base year of the Review Period shall be Rs. 15 lakh per MW for the purpose of tariff determination.

76.2 The Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate specified in the Regulations of the Commission governing Multi Year Tariff, to compute the levelised tariff.

77. Auxiliary Consumption

The Auxiliary Consumption factor shall be 10% for the purpose of tariff determination;

Provided that the Commission may deviate from this norm in case of project-specific tariff determination under Regulations 8 and 9.

Chapter 9 : Miscellaneous**78. Deviation from norms**

The tariff for sale of electricity from a RE Project may be determined in deviation from the norms specified in these Regulations, subject to the condition that the levelised tariff over the

useful life of the Project arrived at thereby does not exceed that computed on the basis of the specified norms:

Provided that the reasons for deviation from the norms specified under these Regulations shall be recorded in writing.

79. Power to Relax

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

80. Issue of Order and Practice Directions

Subject to the provisions of the Act, the Commission may from time to time issue Orders and Practice Directions with regard to the implementation of these Regulations.

81. Power to Amend

The Commission may, at any time, vary, alter, modify or amend any provisions of these Regulations.

82. Power to remove difficulties

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.

ANNEXURE A

Form-1.1

Form for Wind Power, Small Hydro and Solar PV/Solar Thermal Power Projects:

Parameter Assumptions

Form 1.1 Assumptions Parameters						
S. No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head (2)	Unit		
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity	MW		
			Capacity Utilization Factor	%		
			Useful Life	Years		
2	Project Cost	Capital Cost/MW	Power Plant Cost	Rs Lakh/MW		
3	Sources of Fund	Debt: Equity	Tariff Period	Years		
			Debt	%		
			Equity	%		
			Total Debt Amount	Rs Lakh		
			Total Equity Amount	Rs Lakh		
			Debt Component	Loan Amount	Rs Lakh	
				Repayment Period(incld Moratorium)	years	
				Interest Rate	%	
			Equity Component	Equity amount	Rs Lakh	
				Return on Equity for first 10 years	% p.a	
RoE Period	Year					
Return on Equity 11th year onwards	% p.a					
			Discount Rate (equiv to WACC)	%		
4	Financial Assumptions	Fiscal Assumptions	Income Tax	%		
			MAT Rate (for first 10 years)	%		
			Depreciation	Depreciation Rate for first 12 years	%	
				Depreciation Rate 13th year onwards	%	
			Years for 5.83% rate			
5	Working Capital	For Fixed Charges O&M Charges Maintenance Spare Receivables for Debtors Interest On Working Capital	(% of O&M exepenses)	Months		
				%		
				Months		
				%		
6	Operation & Maintenance	power plant (FY15-16) <u>Total O & M Expenses Escalation</u>		Rs Lakh		
				%		

ANNEXURE A**Form 1.2-**

Form for Wind Power, Small Hydro and Solar PV/Solar Thermal Power Projects)

Determination of Tariff Components

Units Generation	Unit	Year-->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Installed Capacity	MW																										
Gross/Net Generation	MU																										

Fixed Cost	Unit	Year-->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
O&M Expenses	Rs Lakh																										
Depreciation	Rs Lakh																										
Interest on term loan	Rs Lakh																										
Interest on working Capital	Rs Lakh																										
Return on Equity	Rs Lakh																										
Total Fixed Cost	Rs Lakh																										
Per unit Fixed Cost	Rs/kWh																										

Levillised tariff corresponding to Useful life

Per Unit Cost of Generation	Unit	Year-->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
O&M expn	Rs/kWh																										
Depreciation	Rs/kWh																										
Int. on term loan	Rs/kWh																										
Int. on working capital	Rs/kWh																										
RoE	Rs/kWh																										
Total COG	Rs/kWh																										
COG excl. RoE																											

Discount Factor

Fixed Cost

Levillised Tariff

Rs/Unit

Form 2.1

ANNEXURE A

Form for Biomass-based and Non-fossil Fuel-based Co-Generation Projects

Parameter Assumptions

S. No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head (2)	Unit	Assumptions
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity Auxillary Consumption during stabilisation Auxillary Consumption after stabilisation PLF(Stablization for 6 months) PLF(during first year after Stablization) PLF(second year onwards) Useful Life	MW % % % % % Years	
2	Project Cost	Capital Cost/MW	Power Plant Cost	Rs Lakh/MW	
3	Financial Assumptions	Debt: Equity Debt Component Equity Component	Debt Equity Total Debt Amount Total Equity Amout Loan Amount Repayment Period(inclcd Moratorium) Interest Rate Equity amount Return on Equity for first 10 years RoE Period Return on Equity 11th years onwards Discount Rate (equiv. to WACC)	% % Rs Lakh Rs Lakh Rs Lakh years % Rs Lakh % p.a Year % %	
4	Financial Assumptions	Fiscal Assumptions Depreciation	Income Tax MAT Rate (for first 10 years) Depreciation Rate for first 12 years Depreciation Rate 13th year onwards Years for 5.83% depreciation rate	% % % %	
5	Working Capital	For Fixed Charges O&M Charges Maintenance Spare Receivables for Debtors For Variable Charges Biomass Stock Interest On Working Capital	(% of O&M exepenses)	Months Months Months %	
6	Fuel Related Assumptions	Heat Rate Biomass	After Stabilisation period Base Price(FY15-16) GCV - Biomass	Kcal/kwh Rs/T Kcal/kg	
7	Operation & Maintenance	power plant (FY 2015-16) Total O & M Expenses Escalation		Rs Lakh %	

ANNEXURE A**Form-2.2:**

Form for Biomass and Non-fossil fuel-based Co-Generation Projects

Determination of Tariff Components

Units Generation	Unit	Year-->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Installed Capacity	MW																						
Gross Generation	MU																						
Auxiliary Consumption	MU																						
Net Generation	MU																						

Variable Cost	Unit	Year-->																				
Biomass Cost	Rs Lakh																					
Per unit Var Cost																						
	Rs/kWh																					

Fixed Cost	Unit	Year-->																				
O&M Expenses	Rs Lakh																					
Depreciation	Rs Lakh																					
Interest on term loan	Rs Lakh																					
Interest on working Capital	Rs Lakh																					
Return on Equity	Rs Lakh																					
Total Fixed Cost	Rs Lakh																					
Per unit Fixed Cost																						
	Rs/kWh																					

Levelised tariff corresponding to Useful life

Per Unit Cost of Generation	Unit	Levelised																				
Variable COG	Rs/kWh																					
O&M expn	Rs/kWh																					
Depreciation	Rs/kWh																					
Int. on term loan	Rs/kWh																					
Int. on working capital	Rs/kWh																					
RoE	Rs/kWh																					
Total COG	Rs/kWh																					

Levelised Tariff	Unit	Year-->																				
Discount Factor																						
Variable Cost																						
Fixed Cost																						

Levelised Tariff (Variable)	
Levelised Tariff (Fixed)	
Levelised Tariff (Rs/Unit)	

ANNEXURE B**Monthly Update****Template 2.2: Monthly Fuel Procurement Statement**

For FY :
Statement Date:
Project Code:

Name of the Project
(Location, District)
SNA / Utility Ref.No.
Installed Capacity (MW)
Date of Commissioning

Sr.	Month	Biomass Fuel-1 Procured			Biomass Fuel-2 Procured			Biomass Fuel-3 Procured			Fossil Fuel (Coal) Procured											
		Storage cost Rs./Ton	Handling cost Rs./Ton	Transportation cost Rs./Ton	Storage cost Rs./Ton	Handling cost Rs./Ton	Transportation cost Rs./Ton	Storage cost Rs./Ton	Handling cost Rs./Ton	Transportation cost Rs./Ton	Storage cost Rs./Ton	Handling cost Rs./Ton	Transportation cost Rs./Ton									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
1	April																					
2	May																					
3	June																					
4	July																					
5	August																					
6	September																					
7	October																					
8	November																					
9	December																					
10	January																					
11	February																					
12	March																					

Mumbai,

Dated 10th November 2015.

ASHWANI KUMAR,

Secretary,

Maharashtra Electricity Regulatory Commission.