RNI No. MAHBIL /2009/35527

महाराष्ट्र शासन राजपत्र

असाधारण भाग चार-क

वर्ष ५, अंक ८५(२)] सोमवार, डिसेंबर ३०, २०१९/पौष ९, शके १९४१ [पृष्ठे ७५, किंमत : रुपये ९.००

असाधारण क्रमांक १३२

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, २०१९.]

विद्युत अधिनियम, २००३.

मविनिआ/तांत्रिक/विनियम/२०१९/१२३५/ 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 करुन व पूर्व-प्रसिध्दी 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, २०१९", 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;

परंतु असे की, यामध्ये निर्मिती केंद्राने त्यांच्या गृह संकुल आणि अन्य सुविधांना केलेल्या वीज पुरवठ्याचा आणि निर्मिती केंद्राच्या ठिकाणच्या बांधकामासाठी वापरलेल्या विजेचा समावेश करण्यात येणार नाही.

(सी) "वीज खरेदीचा सरासरी खर्च " म्हणजे वितरण परवानाधारकाने खरेदी केलेली किंवा खरेदी करणे अपेक्षित असलेल्या भारांकित सरासरी विजेची किंमत (नूतनशील स्रोत आणि द्रव इंधन 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 राहील;

(डी) "बायोगॅस" म्हणजे पिकांचे उर्वरीत भाग, सांडपाणी आणि खत यासारखे सेंद्रिय पदार्थ जेव्हा ऑक्सीजन-मुक्त वातावणामध्ये 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) "संबंधित वितरण परवानाधारक" म्हणजे महाराष्ट्र राज्यातील वितरण परवानाधारक ज्याच्याशी नूतनशील ऊर्जा निर्मात्याने उर्जा खरेदी करार केलेला आहे.

(एल) "कामकाज प्रचालन विनियम" म्हणजे महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग (कामकाज प्रचालन) विनियम २००४, वेळोवेळी सुधारीत केल्याप्रमाणे;

(एम) "कार्यान्वित झाल्याचा दिनांक" म्हणजे निर्मिती कंपनीने तिच्या निर्मिती केंद्राचा संच कार्यान्वित झाल्याचा जाहीर केलेला दिनांक;

परंतु असे की, नूतनशील ऊर्जा निर्माता आणि संबंधित वितरण परवानाधारक किंवा राज्य भार प्रेषण केंद्र, लागू असेल त्याप्रमाणे, यांनी संयुक्तपणे केलेल्या तपासणीच्या आधारावर संच कार्यान्वित झाल्याचा दिनांक प्रमाणित करण्यात येईल.

(एन) 'पात्र प्रकल्प' म्हणजे साठवणूक असलेले किंवा नसलेले खालीलपैकी कोणतेही प्रकल्पः

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

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

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

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

पाच. रॅन्कीन सायकल तंत्रज्ञानावर आधारीत नवीन संयंत्र व मशिनरीचा आणि बायोमास इंधन स्त्रोतांचा वापर करुन या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेला बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्प, परंतु असे की, खनिज इंधनाचा वापर हा या विनियमांतील विनियम ४२ मध्ये ठरवून दिल्यानुसार मर्यादित ठेवण्यात येईल;

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

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 ५९ 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;

"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 नूतनशील ऊर्जेच्या तंत्रज्ञानावर आधारीत आणि या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेले पवन-सौर हायब्रिड, सौर-बायोमास हायब्रिड, सौर-सहनिर्मिती हायब्रिड, सौर औष्णिक हायब्रिड यासारखा हायब्रिड नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प आणि नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञानाचा संयोग असलेले अन्य कोणतेही 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;

(ओ) ‘‘अस्तित्वात असलेला नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प’’ म्हणजे या विनियमांच्या अधिसूचनेच्या दिनांकापूर्वी कार्यान्वित झालेला नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प;

(पी) वीज निर्मिती केंद्रात वापरलेल्या इंधनाच्या संदर्भात ‘‘एकूणकॅलरिफिक व्हॅल्यू’’ किंवा ‘‘जीसीव्ही’’ म्हणजे एक किलोग्रॅम घन इंधन किंवा एक लिटर द्रव इंधन किंवा एक स्टँडर्ड क्युबिक मीटर वायुरुप इंधनाच्या,जसे असेल तसे, संपूर्ण ज्वलनातून निर्माण झालेली किलोकॅलरीमधील उष्णता;

(क्यु) ‘‘केंद्राचा एकूण उष्मांक दर’’ किंवा ‘‘जीएसएचआर’’ म्हणजे वीज निर्मितीसाठी इंधन वापरणाऱ्या नूतनशील ऊर्जा निर्मिती प्रकल्पाच्या जनरेटर टर्मिनलच्या ठिकाणी एक युनिट (kWh) विद्युत ऊर्जा निर्माण करण्यासाठी लागणारी किलोकॅलरी (kCal) मधील उष्णता;

(आर) ‘‘हायब्रिड नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प’’ म्हणजे असा नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प ज्यामध्ये ग्रीडला जोडणीच्या एकाच ठिकाणी प्रचालन करण्यासाठी संरचित केलेल्या वीज निर्मितीसाठी एमएनआरईने मान्यता दिलेल्या नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञानांच्या संयोगाचा (कॉम्बिनेशन) वापर करण्यात येतो;

परंतु असे की, एका स्त्रोताची प्रमाणित क्षमता दुसऱ्या स्त्रोताच्या प्रमाणित क्षमतेच्या किमान २५ टक्के असते;

(एस) ‘‘स्थापित क्षमता’’ म्हणजे निर्मिती केंद्राच्या सर्व संचाच्या नामपट्टीवर नमूद करण्यात आलेल्या क्षमतांची एकूण बेरीज किंवा जनरेटर टर्मिनल्सच्या ठिकाणी असलेली निर्मिती केंद्राची क्षमता;

(टी) ‘‘आंतर-जोडणी ठिकाण’’ म्हणजे असे ठिकाण जेथे प्रकल्पात निर्माण झालेली वीज सर्वात जवळच्या पारेषण/वितरण ग्रिड उप-केंद्रामध्ये अंतःक्षेपित केली जाते, यामध्ये अशा उप-केंद्राशी प्रकल्पाला जोडलेल्या समर्पित पारेषण/वितरण वाहिन्यांचा समावेश असतो;

(यु) ‘‘मायक्रो जल विद्युत प्रकल्प’’ म्हणजे ५०० किलोवॅटपर्यंत व त्यासह निर्मिती केंद्राची क्षमता असलेला जल विद्युत प्रकल्प;

(व्ही) ‘‘मिनी जल विद्युत प्रकल्प’’ म्हणजे ५०० किलोवॅट वरील आणि १ मेगावॅट किंवा त्यापेक्षा कमी निर्मिती केंद्राची क्षमता असलेला जल विद्युत प्रकल्प;

(डब्ल्यु) ‘‘एमएनआरई’’ म्हणजे भारत सरकारचे नवीन आणि नूतनशील ऊर्जा मंत्रालय;

(एक्स) ‘‘नवीन नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प’’ म्हणजे या विनियमांच्या प्रयोज्यतेच्या दिनांका रोजी व त्यानंतर कार्यान्वित झालेला नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प;

(वाय) ‘‘अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती’’ म्हणजे ज्या प्रक्रियेत ऊर्जेच्या एकाहून अधिक प्रकारांची (जसे वाफ आणि वीज) निर्मिती बायोमासचा वापर करुन क्रमवार पद्धतीने होते अशी प्रक्रिया;

(झेड) ‘‘संचालन व देखभाल खर्च’’ किंवा ‘‘ओ अँड एम खर्च’’ म्हणजे प्रकल्पाच्या किंवा त्याच्या भागाच्या संचालन व देखभालीवर झालेला खर्च, ज्यामधे मनुष्यबळ, दुरुस्ती, सुटे भाग, वापरुन संपणाऱ्या वस्तु, विमा आणि वरकड (ओव्हर हेड) खर्चाचा समावेश होतो;

(एए) ‘‘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;

(बीबी) ‘‘नूतनशील ऊर्जा’’ किंवा ‘‘आरई’’ म्हणजे नूतनशील ऊर्जा स्त्रोतांपासून ग्रिडमध्ये सामावण्याजोग्या दर्जाची निर्माण केलेली वीज;

(सीसी) ‘‘नूतनशील ऊर्जा विद्युत प्रकल्प’’ म्हणजे पारंपरिक विद्युत प्रकल्पांशिवाय अन्य विद्युत प्रकल्प ज्यामध्ये नूतनशील ऊर्जा स्त्रोतांपासून ग्रिडमध्ये सामावण्याजोग्या दर्जाची निर्माण करण्यात येते;

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

(इइ) ‘‘पुनर्-ऊर्जीकरण (रिपॉवरिंग)’’ म्हणजे जुने पवन टर्बाइन बदलून त्याऐवजी नामपट्टीवर उल्लेखलेल्या अधिक प्रमाणित क्षमतेचे किंवा जास्त क्षमता वापर घटक (सीयुएफ) असलेले नवीन पवन टर्बाइन बसविण्याची प्रक्रिया, ज्यामुळे एकाच ठिकाणापासून निर्माण होणाऱ्या विजेमध्ये नक्त वाढ होते;

(एफएफ) ‘‘पुनर्विलोकन कालावधी’’ म्हणजे या विनियमांत वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठी विनिर्दिष्ट करण्यात आलेले निकष वैध राहतील असा कालावधी;

(जीजी) ‘‘लघु-जल विद्युत प्रकल्प’’ म्हणजे १ मेगावॅटपेक्षा जास्त परंतु २५ मेगावॅट किंवा त्यापेक्षा कमी निर्मिती केंद्राची क्षमता असलेला जल विद्युत प्रकल्प;

(एचएच) ‘‘सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्प’’ म्हणजे असा विद्युत प्रकल्प ज्यामध्ये फोटोव्हॉल्टॅक तंत्रज्ञानाद्वारे सूर्य प्रकाशाचे रुपांतर थेट विजेत करण्यात येते.

(आयआय) ‘‘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,

(जेजे) ‘‘सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्प’’ म्हणजे सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्प ज्यामध्ये लाईन फोकस किंवा पॉइंट फोकसच्या तत्त्वावर आधारित एकवटलेल्या सौर विद्युत तंत्रज्ञानाच्या माध्यमातून सूर्यप्रकाशाचे रुपांतर थेट विजेत करण्यात येते;

(केके) ‘‘राज्य नोडल एजन्सी ’’ म्हणजे महाराष्ट्र ऊर्जा विकास अभिकरण (मेडा) किंवा आयोगाकडून वेळोवेळी निर्देशित करण्यात येईल अशी अन्य कोणतीही संस्था.

(एलएल)‘‘साठवणूक’’ म्हणजे वेगवेगळ्या स्वरुपातील ऊर्जेची साठवणूक करण्यासाठी आणि साठवणूक केलेली ऊर्जा विजेच्या स्वरुपात पाठविण्यासाठी बॅटरीज्, उदंचन जल-विद्युत योजना, संपृक्त हवा, औष्णिक स्टोअरेज किंवा अन्य कोणतेही तंत्रज्ञान यासारख्या पध्दती आणि तंत्रज्ञानांचा वापर करण्यात येणारी ऊर्जा साठवणूक यंत्रणा;

(एमएम) ‘‘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	२५ 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, हायब्रिड नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाचे उपयुक्त आयुर्मान हायब्रिड नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पासाठी संयोगात आणलेल्या वेगवेगळ्या नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञानांचे किमान उपयुक्त आयुर्मान असेल;

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

(ओ) ‘‘वर्ष’’ म्हणजे एक आर्थिक वर्ष.

२.२ (अ) वर नमूद केलेल्या व्यतिरिक्त आणि संदर्भानुसार विरुध्द नसेल किंवा विषयानुसार अन्यथा आवश्यकता असल्यास, या विनियमांत 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 राहील 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 राहील;

(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 हे विनियम खालील निकष पूर्ण करणाऱ्या नवीन नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांना लागू राहतीलः

(अ) महाराष्ट्र राज्यातील वितरण परवानाधारकांसाठी विजेची निर्मिती आणि त्यांना विजेची विक्री करण्यासाठी राज्यात कार्यान्वित असलेले प्रकल्प;

(ब) या विनियमांच्या प्रयोजनांसाठी पात्र असलेले प्रकल्प; आणि

(क) ज्यांचा वीज दर आयोगाने अधिनियमाच्या कलम ६२ सह कलम ८६ अंतर्गत निश्चित करावयाचा आहे;

परंतु असे की, एखाद्या नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाने जर वेळोवेळी सुधारित करण्यात केलेल्या, महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग (नूतनशील ऊर्जा खरेदीचे बंधन, त्याचे पालन आणि नूतनशील ऊर्जा प्रमाणपत्र चौकटीचे कार्यान्वयन) विनियम, २०१९ मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेली नूतनशील ऊर्जा प्रमाणपत्र (आरईसी) पध्दत स्वीकारण्याचे ठरविले तर, अशा नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाची किंमत ठरविण्याच्या पध्दतीचे नियमन, या विनियमांतील तरतुदींद्वारे 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 लागू असलेल्या विनियमांतील तरतुदी किंवा आयोगाने वेळोवेळी पारित केलेल्या नूतनशील वीज दराच्या आदेशातील तरतुदींद्वारे करण्यात येईल.

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 करीलः-

अ) नूतनशील ऊर्जा क्षमतेत मेगावॅटमधील वाढीचा स्त्रोत-निहाय सविस्तर तपशील;

ब) नूतनशील ऊर्जा खरेदीचा स्त्रोत-निहाय (दशलक्ष युनिट्‌समधील) सविस्तर तपशील; आणि

क) या विनियमांतर्गत केलेल्या ऊर्जा खरेदी करारांचे (इपीए) विवरणपत्र.

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

४.२ राज्य नोडल एजन्सी मागील तिमाही संपल्यानंतर दोन महिन्याच्या आत, आयोग वेळोवेळी जी माहिती विनिर्दिष्ट करेल त्या माहिती व्यतिरिक्त, आयोगाला खालील त्रैमासिक माहिती सादर करील:-

अ) नूतनशील ऊर्जा क्षमतेत मेगावॅटमधील वाढीचा स्त्रोत-निहाय सविस्तर तपशील;

ब) नूतनशील ऊर्जा खरेदीचा स्त्रोत-निहाय (दशलक्ष युनिट्समधील) सविस्तर तपशील;

क) प्रत्येक वितरण परवानाधारकाने या विनियमांतर्गत केलेल्या ऊर्जा खरेदी करारांचे (इपीए) विवरणपत्र;

ड) त्या तिमाहीत प्रत्येक तंत्रज्ञानासाठी तसेच एकत्रितरित्या राज्याकडे नोंदणीकृत झालेले प्रकल्प;

इ) तांत्रिक संभाव्य क्षमतेच्या तुलनेत स्त्रोत-निहाय नूतनशील ऊर्जा क्षमता वाढ

परंतु असे की, राज्य नोडल एजन्सी वरील माहिती त्यांच्या संकेत-स्थळांवर, मागील वर्षांतील क्षमता वाढीच्या तपशिलासह, तिमाही तत्वावर प्रदर्शित आणि अद्ययावत करतील.

४.३ 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. तसेच आयोगाने मागितलेल्या अन्य माहितीसह नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प कंपन्यांनी सादर करणे आवश्यक असलेली कोणतीही अन्य वित्तीय, तांत्रिक किंवा अन्य माहिती राज्य अभिकरण वेळोवेळी विनिर्दिष्ट करील.

४.४ सर्व नूतनशील ऊर्जा निर्मिती कंपन्या, वैधानिक लेखापरीक्षकाने यथोचित प्रमाणित केलेली, वार्षिक तत्त्वावर केलेल्या प्रत्यक्ष संचालन व देखभाल खर्चाची माहिती राज्य अभिकरणाला सादर करतील.

परंतु असे की, राज्य अभिकरण वेगवेगळ्या नूतनशील ऊर्जा स्त्रोतांच्या तंत्रज्ञानासंबंधीची अशी माहिती वार्षिक तत्त्वावर संकलित करील आणि मागील वर्षात राज्यातील नूतनशील ऊर्जा निर्मिती कंपन्यांनी केलेल्या प्रत्यक्ष संचालन व देखभाल खर्चाची ही माहिती ३१ ऑक्टोबरपर्यंत आयोगास सादर करील.

प्रकरण १ : सर्वसाधारण तत्त्वे

५. पुनर्विलोकन कालावधी

५.१ हे विनियम १ एप्रिल, २०२० पासून लागू होतील.

५.२ या विनियमांतर्गत पहिला पुनर्विलोकन कालावधी हा आर्थिक वर्ष २०२०-२१ ते आर्थिक वर्ष २०२४-२५च्या अखेरपर्यंतचा पाच (५) आर्थिक वर्षांचा असेल.

५.३ पहिल्या पुनर्विलोकन कालावधीच्या अखेरीस, आयोग आदेशाद्वारे कोणत्याही सुधारणांसह पुढील कालावधीसाठी या विनियमांची प्रयोज्यता वाढवू शकेल किंवा पुढील कालावधीसाठी नवीन विनियम अधिसूचित करण्याचा निर्णय घेऊ शकेल.

परंतु असे की, या विनियमांमध्ये विनिर्दिष्ट केलेली तत्त्वे आणि वीज दराचे निकष, आयोगाने आदेशाद्वारे या विनियमांच्या वाढवलेल्या प्रयोज्येतपर्यंत किंवा नवीन विनियम अधिसूचित करीपर्यंत, त्यामध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात येणाऱ्या समायोजनांच्या अधीन राहून, लागू राहतील.

६. वीज दराचा कालावधी

६.१ नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांसाठी वीज दराचा कालावधी त्यांच्या उपयुक्त आयुर्मानाइतका खालीलप्रमाणे असेलः

ए) पवन ऊर्जा विद्युत प्रकल्प	२५ वर्षे
बी) बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्प, अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती	२५ 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
एफ) हायब्रिड नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प आणि अन्य नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प	प्रकल्पाच्या उपयुक्त आयुर्मान इतका

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

७. ग्रीडशी जोडलेल्या नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांनी निर्मिती केलेल्या विजेच्या प्राप्तीसाठी स्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया

७.१ केंद्र शासनाने अधिनियमाच्या कलम ६३ अंतर्गत निर्गमित केलेल्या मार्गदर्शक सूचनांनुसार स्पर्धात्मक बोलीच्या पारदर्शक प्रक्रियेच्या माध्यमातून, नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांच्या खालील प्रकारांसाठी, इतर बाबींबरोबर, नेहमीच वीज दराचे निश्चितीकरण करण्यात येईल.

अ) पवन ऊर्जा विद्युत प्रकल्प
ब) सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्प
क) अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती
ड) बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्प,
इ) हायब्रिड नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प

७.२ केंद्र शासनाने अधिनियमाच्या कलम ६३ अंतर्गत निर्गमित केलेल्या मार्गदर्शक सूचनांनुसार स्पर्धात्मक बोलीच्या पारदर्शक प्रक्रियेच्या माध्यमातून वीज दर निश्चित करण्यात आला असल्यास असा वीज दर आयोग नूतनशील ऊर्जा विद्युत प्रकल्पासाठी स्वीकारील.

७.३ स्पर्धात्मक बोलीमध्ये सहभाग घेण्यास पात्र होण्यासाठीच्या सुरुवातीच्या मर्यादेपेक्षा कमी मर्यादा असलेल्या नूतनशील ऊर्जा विद्युत प्रकल्पांसाठीचा वीज दर खालील प्रकरणांमधील वीज दरा इतका, प्राधान्य क्रमाने, विचारात घेण्यात येईलः

(अ) संबंधित वितरण परवानाधारकाने सारख्याच नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांसाठी स्पर्धात्मक बोलीच्या माध्यमातून मिळविलेला आणि उचित आयोगाने स्वीकारलेला अलीकडचा वीज दर;

(ब) राज्यातील अन्य वितरण परवानाधारकांनी सारख्याच नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पासांठी स्पर्धात्मक बोलीच्या माध्यमातून मिळविलेला आणि उचित आयोगाने स्वीकारलेला वीज दर;

(क) देशातील सारख्याच नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांसाठी स्पर्धात्मक बोलीच्या माध्यमातून मिळविलेला आणि उचित आयोगाने स्वीकारलेला वीज दर.

८. सामान्य (जेनेरिक) वीज दर

आयोग, या विनियमांमध्ये विनिर्दिष्ट केलेल्या निकषांनुसार, छपरावरील सौर पीव्ही यंत्रणा विद्युत प्रकल्पांसाठी सामान्य (जेनेरिक) वीज दर अधिसूचित करील आणि बायोमास व अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांसाठी अस्थिर आकार निश्चित करील.

परंतु असे की, वरील अस्थिर आकारांच्या सामान्य वीज दराचे निश्चितीकरण, अशा बायोमास आणि अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांना लागू राहणार नाही, ज्यांचा वीज दर स्पर्धात्मक बोली प्रक्रियेच्या माध्यमातून निश्चित करण्यात आलेला आहे आणि आयोगाकडून स्वीकारण्यात आलेला आहे.

९. प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर

९.१ आयोगाकडून खालील प्रकारच्या नूतनशील ऊर्जा विद्युत प्रकल्पांसाठी प्रकल्प- विशिष्ट वीज दर प्रकरण-निहाय तत्त्वावर निश्चित करण्यात येईलः-

ए) भारत सरकारच्या नवीन व नूतनशील ऊर्जा मंत्रालयाने (एमएनआरई) मान्यता दिलेल्या तंत्रज्ञानांवर आधारित कचऱ्यापासून ऊर्जा निर्मितीचे प्रकल्प;

बी) सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्प;

सी) लघु-जल विद्युत प्रकल्प, मिनि जल विद्युत प्रकल्प आणि मायक्रो जल विद्युत प्रकल्प;

डी) पवन ऊर्जा विद्युत प्रकल्पाचे पुनर-ऊर्जीकरण (रिपॉवरिंग) ;

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

एफ) अन्य कोणतेही नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञान, ज्यासाठी सामान्य (जेनेरिक) वीज निश्चित करण्यात येतो किंवा ज्यासाठी स्पर्धात्मक बोलीच्या माध्यमातून नेहमीच वीज दर निश्चित करण्यात येतो, ज्याच्या संदर्भात प्रकल्प कंपनीने प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर स्वीकारला आहे.

९.२ अशा नूतनशील ऊर्जा स्रोतांपासूनच्या वीज निर्मितीसाठी प्रकल्प-विशिष्ट वीज दराचे निश्चितीकरण, या विनियमांमध्ये संबंधित तंत्रज्ञानासाठी विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या मर्यादा निकषांनुसार आणि आयोगाने संबंधित आदेशांमध्ये विनिर्दिष्ट केलेल्या अटी व शर्तीना अनुसरुन, असेल.

परंतु असे की, असे प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर ठरविताना प्रकरण २ मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेले वित्तीय निकष हे मर्यादा निकष असतील.

१०. वीज दर निश्चितीकरणाच्या याचिका व कामकाज

१०.१ आयोग, या विनियमांमध्ये विनिर्दिष्ट केलेल्या निकषांनुसार, पुनर्विलोकन कालावधीच्या प्रत्येक वर्षाच्या पूर्वी किंवा सुरुवातीला, व्यवहार्य होईल तेथपर्यंत, संबंधित नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञानांसाठी सामान्य (जेनेरिक) वीज दर अधिसूचित करील.

१०.२ प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर निश्चित करण्यासाठी संबंधित नूतनशील ऊर्जा विद्युत प्रकल्प कंपनीकडून, प्रतिवादी म्हणून संबंधित वितरण परवानाधारकासह, 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) महाराष्ट्र राज्यातील वितरण परवानाधारकांनी केलेल्या ऊर्जा खरेदी करारात या विनियमांनुसार आयोगाकडून निश्चित करण्यात यावयाचा वीज दर आणि हमी दिलेल्या निर्मितीच्या तुलनेत कमी झालेल्या निर्मितीचे किंवा ज्यादा निर्मितीचे परिणाम स्पष्टपणे नमूद करण्यात येतील.

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

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

इ) 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;

एफ) नूतनशील ऊर्जा प्रमाणपत्र (आरईसी) किंवा अन्य कोणत्याही पध्दतीच्या माध्यमातून होणाऱ्या आर्थिक लाभाचा तपशील;

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

१०.३ नूतनशील ऊर्जा प्रकल्प जर हमी दिलेल्या क्षमता वापर घटकापर्यंत (सीयुएफ) वीजनिर्मिती करण्यात अपयशी झाला तर, नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाचा पुरस्कर्ता संबंधित वितरण परवानाधारकाला विजेची कमी निर्मिती झालेल्या मर्यादेपर्यंत आयोगाने मान्यता दिलेल्या वीज दराच्या ७५ टक्के दराने भरपाई देईल;

परंतु असे की, स्थिर खर्च आणि इंधन खर्च या दोन घटकांसह एकच भाग असलेला वीज दर असलेल्या नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञानासाठी वरील भरपाई लागू राहणार नाही;

परंतु आणखी असे की, वरील कमी वीजनिर्मिती जर पारेषण/वितरणातील अडचणींमुळे झाली असेल तर अशी कमी वीजनिर्मिती मानीव निर्मिती म्हणून नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाकडून विचारात घेण्यात येईल आणि त्यानुसार त्याची भरपाई देण्यात येईल.

१०.४ नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाने जर हमी दिलेल्या क्षमता वापर घटकापेक्षा (सीयुएफ) ज्यादा वीजनिर्मिती केली तर, नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाच्या पुरस्कर्त्यास अशा ज्यादा वीजनिर्मितीसाठी आयोगाने मान्यता दिलेल्या वीज दराच्या ७५ टक्के दराने संबंधित वितरण परवानाधारकाकडून भरपाई मिळण्याचा हक्क राहील.

१०.५ विनियम ९.१ (एफ) अंतर्गत समाविष्ट असलेल्या नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञानाच्या बाबतीत, वरील आवश्यकतां व्यतिरिक्त, प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर निश्चित करण्याच्या याचिकेसोबत खालील कागदपत्रे जोडण्यात येतीलः

(ए) स्पर्धात्मक बोलीऐवजी प्रकल्प-निहाय वीज दर स्वीकारण्यासाठी कारणमीमांसा;

(बी) प्रस्तावित प्रकल्पासह आणि प्रकल्पाविना नूतनशील ऊर्जा खरेदीच्या बंधनाच्या पूर्ततेची सद्यस्थिती;

(सी) स्पर्धात्मक बोलीच्या माध्यमातून मिळालेला वीज दर/बाजारपेठेत प्रचलित असलेला वीज दर यांच्या तुलनेत प्रस्तावित वीज दराची स्पर्धात्मकता.

१०.६ वीज दर निश्चितीकरणाची कार्यवाही, वेळोवेळी सुधारणा केलेल्या, महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग (कामकाज प्रचालन) विनियम, २००४ नुसार असेल.

११. वीज दराची संरचना

नूतनशील ऊर्जा तंत्रज्ञानावर आधारित प्रकल्पांकरिता वीज दर हा एकच भाग असलेला वीज दर राहील व त्यात खालील स्थिर खर्चाचा समावेश असेलः-

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.

१२. वीज दराची सर्वसाधारण रचना

१२.१ वीज दराच्या कालावधीकरिता लेव्हलाइज्ड 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 घ टकासाठी प्रकल्प ज्या वर्षी कार्यान्वित झाला असेल ते वर्ष विचारात घेऊन वीज दराच्या

कालावधीसाठी लेव्हलाइज्ड तत्त्वावर वीज दर निश्चित करण्यात येईल आणि इंधन खर्च कामकाजाच्या प्रत्येक वर्षासाठी स्वतंत्रणे निश्चित करण्यात येईल.

१२.२ लेव्हलाइज्ड वीज दराच्या परिगणनेच्या प्रयोजनाकरिता, प्रमाणकानुसार कर निर्धारणा नंतरच्या (पोस्ट-टॅक्स) भारांकित सरासरी भांडवली खर्चाच्या सममूल्य सूट (डिस्काउंट) घटक विचारात घेण्यात येईल.

१३. नूतनशील ऊर्जा स्त्रोतांपासून निर्माण केलेल्या विजेकरिता काल व परिमाण निर्धारण (शेड्युलिंग) आणि प्रेषण तत्त्वे

१३.१ बायोमासवर आधारीत विद्युत प्रकल्प आणि सह-निर्मिती प्रकल्प यांना वेळोवेळी सुधारणा केलेल्या, राज्य ग्रिड संहितेमध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेली संबंधित काल व परिमाणा निर्धारण (शेड्युलिंग) आणि प्रेषण (डिस्पॅच) संहिता लागू राहील.

१३.२ पवन ऊर्जा विद्युत प्रकल्प आणि सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्प यांना वेळोवेळी सुधारणा केलेले, महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग (सौर आणि पवन ऊर्जा निर्मितीकरिता पूर्वानुमान, काल व परिमाण निर्धारण (शेड्युलिंग) आणि तफावतीची हिशोबपूर्ती) विनियम, २०१८ लागू राहतील.

१३.३ भारतीय विद्युत ग्रीड संहिता (आयइजीसी) आणि/किंवा राज्य विद्युत ग्रिड संहितेमधील तरतुदींच्या अधीन राहून 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.

प्रकरण : २ वित्तीय तत्त्वे

१४. 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 सुरु 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 खर्चांच्या बाबींची विगतवारी देण्यात येईल.

१५. कर्ज व भाग-भांडवलाचे गुणोत्तर

१५.१ सामान्य वीज दर ठरविण्यासाठी, कर्ज व भाग-भांडवलाचे गुणोत्तर ७०:३० राहील.

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

परंतु असे की, प्रत्यक्ष गुंतविलेले भाग-भांडवल जर भांडवली खर्चाच्या ३० टक्यांपेक्षा 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.

१६. कर्ज आणि वित्तीय आकार

१६.१ कर्जाची मुदतः

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

१६.२ व्याज दर:

(अ) वर उल्लेखलेल्या पद्धतीनुसार निश्चित करण्यात आलेली कर्जाची रक्कम ही कर्जावरील व्याजाची परिगणना करण्यासाठी एकूण प्रमाणकानुसार कर्ज म्हणून विचारात घेण्येत येईल.

(ब) एकूण प्रमाणानुसार कर्जातून मागील वर्षाच्या ३१ मार्चपर्यंत केलेल्या संचयी (एकूण) परतफेडींची रक्कम वजा करुन दर वर्षी १ एप्रिल रोजी शिल्लक असलेली प्रमाणकानुसार कर्जाची रक्कम काढण्यात येईल.

(क) वीज दराची परिगणना करण्याच्या प्रयोजनासाठी, भारतीय स्टेट बँकेने मागील वर्षासाठी जाहीर केल्यानुसार ‘निधीवर-आधारित व्याज दराने कर्जावर एका वर्षात होणाऱ्या सीमान्तिक खर्चाची (एमसीएलआर) सरासरी अधिक २०० बेसिस अंश मिळून येणारा दर हा प्रमाणकानुसार व्याज दर म्हणून विचारात घेण्यात येईल.

(ड) 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.

१६.३ परकीय चलनातील कर्जाची हाताळणी वेळोवेळी अंमलात असलेल्या, महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग (बहु-वर्षीय वीज दर) विनिमयमांनुसार करण्यात येईल.

१७ घसारा

१७.१ घसाऱ्याच्या प्रयोजनासाठी आधारभूत मूल्य हे आयोगाने मान्य केलेल्या मत्तावरील भांडवली खर्चाइतके असेल.

१७.२ मत्तेवरील भांडवली खर्चाच्या १० टक्के इतकी रक्कम भंगार-मूल्य म्हणून विचारात घेण्यात येईल आणि मत्तेवरील भांडवली खर्चाच्या जास्तीत जास्त ९० इतक्या घसाऱ्यास, पूर्ण मालकीच्या जमिनीची किंमत वगळून, असल्यास, परवानगी देण्यात येईल.

१७.३ घसाऱ्याचा दर हा वीज दराच्या कालावधीतील पहिल्या १२ वर्षाकरिता दरवर्षी ५.८३ टक्के असेल आणि घसाऱ्याची उरलेली रक्कम १३व्या वर्षानंतर प्रकल्पाच्या उरलेल्या उपयुक्त आयुर्मानाच्या कालावधीत आकारण्यात येईल.

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

१८ भाग-भांडवलावरील परतावा

१८.१ भाग-भांडवलाचे आधारभूत मूल्य हे भांडवली खर्चाच्या ३० टक्के किंवा (प्रकल्प- विशिष्ट वीज दर निश्चित करावयाचा असल्यास) विनियम १५ नुसार निश्चित केलेल्या प्रत्यक्ष भाग-भांडवला इतके असेल.

१८.२ भाग-भांडवलावरील परताव्याची परिगणना १४ टक्के या आधार दरात, मागील आर्थिक वर्षाच्या १ एप्रिल रोजी लागू असलेल्या किमान पर्यायी कराचा दर (मिनिमम ऑल्टरनेट टॅक्स -एम ए टी) समायोजित करुन, करण्यात येईल.

१९ खेळत्या भांडवलावरील व्याज

१९.१ पवन ऊर्जा प्रकल्प, लघु-जल, सौर पीव्ही आणि सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पांकरिता लागणारे खेळते भांडवल खालीलप्रमाणे असेलः-

अ) संचालन व देखभालीवरील खर्च एक महिन्याकरिता;
ब) प्रमाणकानुसार क्षमता वापराच्या घटकावर (सीयुएफ) परिगणना केल्यानुसार दोन महिन्यांच्या वीज विक्रीतून प्राप्त होऊ शकणाऱ्या रकमांच्या सममूल्य;
क) देखभालीसाठी लागणारे सुटे भाग - संचालन व देखभाल खर्चाच्या १५ टक्के.

१९.२ बायोमासवर आधारीत प्रकल्प आणि अ-खनिज इंधनावर आधारीत सह-निर्मिती प्रकल्प आणि कचऱ्यापासून वीजनिर्मिती प्रकल्पांसाठी लागणारे खेळते भांडवल खालीलप्रमाणे असेलः-

अ) प्रमाणकानुसार संयंत्र भार घटकाच्या (पीएलएफ) सममूल्य चार (४) महिन्यांकरीता होणारा इंधन खर्च;
ब) संचालन व देखभालीवरील खर्च एक महिन्यांकरीता;
क) पीएलएफ लक्ष्यांकानुसार परिगणना केलेल्या विजेच्या वार्षिक विक्रीवरील दोन महिन्यातील स्थिर आणि अस्थिर आकारांइतक्या प्राप्त होऊ शकणाऱ्या रकमा;
ड) देखभालीसाठी लागणारे सुटे भाग - संचालन व देखभाल खर्चाच्या १५ टक्के.

१९.३ भारतीय स्टेट बँकेने मागील वर्षासाठी जाहीर केल्यानुसार, निधीवर-आधारित व्याज दराने कर्जावर एक वर्षात होणाऱ्या सीमान्तिक खर्चाची (एमसीएलआर) सरासरी, अधिक १५० बेसिस अंश दराने खेळत्या भांडवलावरील व्याज राहील.

२० संचालन व देखभाल खर्च

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

२०.२ पूनर्विलोकन कालावधीतील पहिल्या वर्षाकरीता या विनियमांत आयोगाने विनिर्दिष्ट केलेल्या प्रमाणकानुसार संचालन व देखभाल खर्चावर आधारीत वीज दराच्या कालावधीकरीता संचालन व देखभाल खर्च निश्चित करण्यात येतील.

२०.३ लेव्हलाईज्ड वीज दराची परिगणना करण्यासाठी, या विनियमांखाली मान्यता देण्यात आलेल्या प्रमाणकानुसार संचालन व देखभाल खर्चात, वेळावेळी सुधारणा केलेल्या, मविनिआ

(बहु-वर्षीय वीज दर) विनियम, २०१९ मध्ये निर्मिती कंपन्यांसाठी विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या दराने, वाढ करण्यात येईल.

२१. सूट (रिबेट)

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

२१.२ प्रकल्प कंपनीकडून देयके पाठविण्यात आल्यानंतर सात दिवसांच्या आत पत पत्राद्वारे (लेटर ऑफ क्रेडिट) देयकाची रक्कम अदा न करता अन्य प्रकारे अदा करण्यात आली तर, १ टक्का सूट देण्यात येईल.

२२. विलंब भरणा अधिभार

या विनियमाखालील देय आकारांचे कोणतेही देयक अदा करण्यासाठी देयकाच्या दिनांकापासून तीस (३०) दिवसांपेक्षा अधिक कालावधी लागल्यास प्रकल्प कंपनीद्वारे देयकाच्या रकमेवर भारतीय स्टेट बँकेने संबंधित महिन्याच्या १ तारखेस जाहीर केल्यानुसार निधीवर-आधारित व्याज दराने कर्जावर एक वर्षात होणारा सीमान्तिक खर्च (एमसीएलआर) अधिक ३५० बेसिस अंश मिळून येणाऱ्या दराने सरळ व्याजाच्या तत्त्वावर, विलंब भरणा अधिभार आकारण्यात येईल.

२३. क्लिन डेव्हलपमेंट मेकॅनिझमच्या (सीडीएमच्या) लाभांची वाटणी

कार्बन क्रेडीट प्राप्त करुन घेण्यासंबंधातील सर्व जोखमा, खर्च तसेच प्रयत्न प्रकल्प कंपनीला करावे लागतील आणि मान्यता देण्यात आलेल्या सीडीएम प्रकल्पाच्या कार्बन क्रेडीटपासून प्राप्त होणारे सर्व उत्पन्न, असल्यास, ते प्रकल्प कंपनी स्वतःकडे ठेवील.

२४. रिॲक्टिव्ह उर्जा आकार

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

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

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

२५.२ राज्य नोडल एजन्सी प्रकल्प कंपनीला प्राप्त झालेली कोणतेही अनुदान, सबसीडी किंवा प्रोत्साहन-अधिदानाची माहिती दर तिमाहीला वितरण परवानाधारकाला कळवील.

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

२५.४ केंद्र सरकार किंवा राज्य शासनाने किंवा त्यांच्या अधिनस्त असलेल्या संस्थांनी, वीज दराच्या शिवाय विशेषत्वाने आणखी, कोणतेही निर्मितीवर आधारित प्रोत्साहन-अधिदान दिले तर, असे प्रोत्साहन-अधिदान वीज दर निश्चित करताना विचारात घेतले जाणार नाही तसेच विशिष्ट प्रकल्प कंपनीने पाठविलेल्या त्यानंतरच्या देयकामध्ये वितरण परवानाधारकाकडून वजा करण्यात येणार नाही.

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

अ) लाभाचे निर्धारण हे, प्रमाणकानुसार भांडवली खर्च, आय-कर अधिनियम आणि कॉर्पोरेट आय-कराच्या दरांतर्गत संबंधित तरतुदीनुसार वाढीव/अतिरिक्त घसाऱ्याचा दर, यावर आधारीत असेल.

ब) नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पाचे पूर्ण आर्थिक वर्षासाठी भांडवलीकरण.

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

२६. कर आणि शुल्क

या विनियमांखाली निश्चित करण्यात आलेल्या वीज दरात, संबंधित शासनाने नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांपासून निर्माण झालेल्या विजेवर आणि विजेच्या विक्रीवर लावलेल्या करांचा आणि शुल्कांचा समावेश असणार नाही;

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

२७ भांडवली खर्च

पवन ऊर्जा प्रकल्पाच्या भांडवली खर्चात, पवन टर्बाइन जनित्र त्याच्या सहाय्यकारी 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, पूर्वानुमान आणि काल व परिमाण निर्धारण (शेड्युलिंग)च्या संबंधातील भांडवली गुंतवणूक, या बाबींचा समावेश असेल.

परंतु असे की, आयोग, प्रचलित बाजारपेठेतील परिस्थिती विचारात घेऊन प्रकल्प-विशिष्ट वीज दराच्या बाबतीत भांडवली खर्चास मान्यता देईल.

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

पवन ऊर्जा प्रकल्पासाठी वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरीता पुनर्विलोकन कालावधीसाठी प्रमाणकानुसार किमान क्षमता वापर घटक ३० टक्के राहील.

परंतु असे की, पवन ऊर्जा प्रकल्प वाणिज्यिक तत्त्वावर कार्यान्वित झाल्याच्या पहिल्या वर्षामध्ये एकदाच क्षमता वापर घटकात सुधारणा करण्यास परवानगी देण्यात येईल, त्यानंतर, वीज खरेदी कराराच्या संपूर्ण कालावधीसाठी प्रकल्पाच्या क्षमता वापर घटकात बदल होणार नाही.

परंतु आणखी असे की, नंतर उपलब्ध होणारी माहिती विचारात घेऊन, आयोगाकडून सर्वसाधारण किंवा विशेष आदेशाद्वारे वरील प्रमाणकानुसार क्षमता वापर घटकामध्ये सुधारणा करता येईल.

२९. संचालन व देखभाल खर्च

वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी पुनर्विलोकन कालावधीच्या आधारभूत वर्षाकरीता प्रमाणकानुसार कमाल मर्यादा संचालन व देखभाल खर्च रु. ७.७२ लाख प्रति मेगावॅट इतका राहील.

३०. पवन ऊर्जा विद्युत प्रकल्पाच्या पुनर-ऊर्जीकरण (रि-पॉवरिंग) प्रकरणी वीज दराचे निश्चितीकरण

३०.१ प्रकल्प-विशिष्ट वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठीच्या विनियम १०.२ मध्ये विनिर्दिष्ट केलेल्या अटींच्या व्यतिरिक्त, खालील अटींच्या अधीन राहून, आयोगाकडून, पवन ऊर्जा विद्युत प्रकल्पाच्या पुनर-ऊर्जीकरण प्रकरणी प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर निश्चित करण्यात येतीलः

(अ) जुने पवन टर्बाइन कार्यान्वित झाल्यापासून उपयुक्त आयुर्मानाच्या किमान १५ वर्षे कार्यरत असावयास पाहिजे.

परंतु असे की, खर्चाच्या अर्थशास्त्राच्या आधारावर, करारातील पक्षकार १५ वर्षापेक्षा कमी काळ कार्यरत राहिलेल्या पवन टर्बाइनच्या रि-पॉवरिंगसाठी सहमत होऊ शकतील.

(ब) रि-पॉवरिंग करण्यात येत असलेल्या पवन ऊर्जा टर्बाइन/प्रकल्पास रि-पॉवरिंगच्या अंमलबजावणीच्या कालावधीदरम्यान पवन टर्बाइन/प्रकल्प विजेची निर्मिती करण्यास अनुपलब्ध होण्याच्या कालावधीसाठी ऊर्जा खरेदी कराराच्या अटींचे पालन करण्यातून सूट देण्यात येईल.

(क) जुने पवन टर्बाइन बदलून त्याऐवजी नामपट्टीवर उल्लेखलेल्या अधिक प्रमाणित क्षमतेचे किंवा जास्त क्षमता वापर घटक (सीयुएफ) असलेले नवीन पवन टर्बाइन बसविण्यात येईल, आणि त्यामुळे एकाच ठिकाणापासून निर्माण होणाऱ्या विजेमध्ये नक्त वाढ व्हावयास हवी.

(ड) सविस्तर प्रकल्प अहवालात नवीन प्रकल्प उभारणीच्या तुलनेत रि-पॉवरिंगची कारणमीमांसा आणि लाभ स्पष्टपणे नमूद करण्यात यावयास हवेत.

(इ) स्पर्धात्मक बोलीच्या माध्यमातून मिळालेला वीज दर/बाजारात सारख्याच नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पामध्ये प्रचलित असलेला आणि उचित आयोगाने स्वीकारलेला वीज दर यांच्या तुलनेत प्रस्तावित वीज दराची स्पर्धात्मकता.

प्रकरण ४ : लघु/मिनी/मायक्रो जल विद्युत प्रकल्पांसाठी तंत्रज्ञान-विशिष्ट मापदंड

३१ भांडवली खर्च

लघु/मिनी/मायक्रो जल विद्युत प्रकल्पांसाठीच्या भांडवली खर्चात टर्बाइन जनित्र त्याच्या सहाय्यकारी भागांसह, जमिनीची किंमत, जागा विकसित करण्याचा खर्च आणि अन्य नागरी बांधकामे, पुनर्वसाहत आणि पुनर्वसन खर्च, असल्यास, वाहतूक आकार, आंतर-जोडणी ठिकाणापर्यंतचा निष्कासनावरील खर्च, निधी उभारणीचे आकार आणि बांधकामाच्या कालावधीतील व्याज या बाबींचा समावेश असेल.

परंतु असे की, आयोग, प्रचलित बाजारपेठेतील परिस्थिती विचारात घेऊन प्रकल्प-विशिष्ट वीज दराच्या बाबतीत भांडवली खर्चास मान्यता देईल.

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

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी लघु-जल विद्युत प्रकल्पांकरीता किमान क्षमता वापर घटक (सीयुएफ) ३० % राहील.

३३. सहाय्यकारी वीज वापर

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी लघु/मिनी/मायक्रो जल विद्युत प्रकल्पांकरिता प्रमाणकानुसार सहाय्यकारी वीज वापराची कमाल मर्यादा १.० % राहील.

३४. संचालन व देखभाल खर्च

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी पुनर्विलोकन कालावधीच्या आधारभूत वर्षाकरीता प्रमाणकानुसार संचालन व देखभाल खर्चाची कमाल मर्यादा खालीलप्रमाणे राहीलः

प्रकल्पाचा आकार	संचालन व देखभाल खर्च (रु. लाख प्रति मेगावॅट)
५०० किलोवॅट पर्यंत	भांडवली खर्चाच्या ४.०० टक्के
५०० किलोवॅट पेक्षा जास्त आणि १ मेगावॅटपर्यंत व त्यासह	भांडवली खर्चाच्या ४.०० टक्के
१ मेगावॅट पेक्षा जास्त आणि ५ मेगावॅटपर्यंत व त्यासह	भांडवली खर्चाच्या ३.६० टक्के
५ मेगावॅट पेक्षा जास्त ते २५ मेगावॅटपर्यंत व त्यासह	भांडवली खर्चाच्या २.८० टक्के

प्रकरण ५ :बायोमासवर आधारीत विद्युत प्रकल्पांकरीता तंत्रज्ञान-विशिष्ट मापदंड

३५. विनियम कोणाला लागू असतील

३५.१ या प्रकरणात विनिर्दिष्ट करण्यात आलेला कामगिरीचे मर्यादा निकष केवळ या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेल्या बायोमासवर आधारित नवीन विद्युत प्रकल्पांनाच लागू राहतील.

३५.२ विनियम ४१ ते विनियम ४७ मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या इंधनाशी संबंधित बाबी दोन्ही विद्यमान आणि नवीन बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांना लागू राहतील.

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

३६. भांडवली खर्च

बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांसाठीच्या भांडवली खर्चात टर्बाइन जनित्र त्याच्या सहाय्यकारी 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 या बाबींचा समावेश असेल.

परंतु असे की, आयोग, प्रचलित बाजारपेठेतील परिस्थिती विचारात घेऊन प्रकल्प- विशिष्ट वीज दराच्या बाबतीत भांडवली खर्चास मान्यता देईल.

३७. संयंत्र भार घटक (प्लॅण्ट लोड फॅक्टर)

३७.१ बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पाकरीता वीज दरातील स्थिर आकाराचा भाग निश्चित करण्यासाठी किमान संयत्र भार घटक खालीलप्रमाणे राहीलः-

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

३७.२ स्थिरीकरण कालावधी, प्रकल्प कार्यान्वित झाल्याच्या दिनांकापासून ६ महिन्यापेक्षा अधिक नसेल.

३८. सहाय्यकारी वीज वापर

वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठी बायोमासवर आधारीत विद्युत प्रकल्पासाठी सहाय्यकारी वीज वापराची कमाल मर्यादा १० % राहील.

३९. केंद्राचा उष्मांक दर

वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी नवीन बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पांकरीता केंद्राच्या उष्मांक दराची कमाल मर्यादा ४२०० किलो कॅलरी प्रति युनिट राहील.

४०. संचालन व देखभाल खर्च

वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनासाठी पुनर्विलोकन कालावधीच्या आधारभूत वर्षाकरीता संचालन व देखभाल (ओ ॲण्ड एम) खर्चाची प्रमाणकानुसार कमाल मर्यादा भांडवली खर्चाच्या ५.३२ टक्के राहील.

४१ मिश्र इंधन

४१.१ बायोमास विद्युत प्रकल्पाची रचना अशा रीतीने करण्यात येईल की, प्रकल्पाच्या परिसरात उपलब्ध असलेल्या वेगवेगळ्या प्रकारची अ-खनिज इंधनांचा - जसे पिकांची उर्वरके, कृषी औद्योगिक उत्पादनांची उर्वरके, जंगलातील उर्वरके, रिफ्युज डिराईव्हड फ्युअल

(आरडीएफ) इ. किंवा एमएनआरईने मान्यता दिलेल्या अन्य बायोमास इंधनांचा, प्रकल्पाला वापर करता येईल.

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

४२ खनिज इंधनाचा वापर

४२.१ अस्तित्वात असलेल्या नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांसाठी खनिज इंधनाचा वापर वार्षिक तत्त्वावर एकूण इंधनाच्या वापराच्या १५ टक्क्यांपर्यंत मर्यादित राहील.

४२.२ नवीन नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांना वीजनिर्मितीकरिता खनिज इंधनाच्या वापरास परवानगी देण्यात येणार नाही आणि बायोमासचा वापर करुन संपूर्ण वीजनिर्मिती करावी लागेल.

४३. खनिज इंधनांच्या वापराचे संनियंत्रण

४३.१ 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 अभिकरणाला खनिज आणि अ-खनिज इंधन वापराचे संनियत्रण करण्यासाठी पाठवील. या विवरणपत्रात खालील तपशील असेलः-

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

बी) संबंधित वर्षाच्या महिना अखेरपर्यंत खरेदी केलेल्या आणि वापरलेल्या प्रत्येक इंधन प्रकाराचे एकत्रित प्रमाण (टनामध्ये);

सी) संबंधित महिन्यात झालेली प्रत्यक्ष (एकूण व नक्त) वीजनिर्मिती (युनिटमध्ये) ;

डी) संबंधित वर्षाच्या महिना अखेरीस झालेली एकत्रित प्रत्यक्ष (एकूण व नक्त) वीजनिर्मिती (युनिटमध्ये) ;

ई) इंधनाच्या प्रत्येक प्रकारासाठी सुरुवातीच्या इंधन साठ्याचे प्रमाण (टनामध्ये) ;

एफ) विद्युत प्रकल्पाच्या जागेवर प्राप्त झालेल्या इंधनाच्या प्रत्येक प्रकाराचे प्रमाण (टनामध्ये) ;

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

४३.२ बायोमासवर आधारित विद्युत प्रकल्पामध्ये खनिज इंधनाच्या वापराबाबतच्या अटीचे कोणत्याही महिन्यात पालन न केल्यास, असा बायोमासवर आधारीत विद्युत प्रकल्प, ज्या महिन्यात कसूर घडली असेल त्या कसूर घडल्याच्या दिनांकापासून ते त्या कसूराच्या कालावधीत, या विनियमांनुसार निश्चित केलेला सामान्य वीज दर मिळण्यास पात्र राहणार नाही.

परंतु असे की, असा कसूर केलेला बायोमासवर आधारीत विद्युत प्रकल्प, कसूराच्या कालावधीत, संबंधित वर्षाकरीता अशा परवानाधारकाला लागू असलेल्या अधिमान्य वीज दरापेक्षा रु. ०.५० प्रति युनिट कमी दराने किंवा सरासरी वीज खरेदी दराने (एपीपीसी) किंवा स्पर्धात्मक बोलीच्या माध्यमातून मिळालेल्या अलीकडच्या वीज दराने, यापैकी जो कमी असेल त्या दराने, वितरण परवानाधारकाला विजेची विक्री करणे चालू ठेवील.

परंतु आणखी असे की, प्रकल्पाच्या उपयुक्त आयुर्मानामध्ये कोणत्याही वेळी जर कसुराचा असा कालावधी ९० दिवसांपेक्षा अधिक असल्यास संबंधित अशा दिनांकापासून ऊर्जा प्राप्तीचा करार संपुष्टात आणण्याचा पर्याय वितरण परवानाधारकाकडे राहील.

४४. बायोमासवर आधारीत विद्युत प्रकल्पांकडून विनियमांच्या होणा-या पालनाचे संनियंत्रण

४४.१ वितरण परवानाधारक ज्या बायोमासवर आधारीत विद्युत प्रकल्पांकडून वीज प्राप्त करीत असेल त्या प्रकल्पांकडून होणाऱ्या या विनियमांच्या पालनाचे संनियंत्रण करण्यासाठी तो जबाबदार राहील.

४४.२ संबंधित वितरण परवानाधारक ज्या बायोमासवर आधारीत प्रकल्पांकडून वीज खरेदी करीत असेल त्या प्रकल्पांच्या संबंधात, तांत्रिक व वाणिज्यिक तपशीलासह, या विनियमांशी संबंधित सर्व माहिती ठेवेल आणि ही माहिती तिमाही तत्वावर अद्ययावत करुन त्यांच्या संकेत स्थळावर प्रसिद्ध करुन जनतेला उपलब्ध करुन देईल.

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

४४.४ राज्यातील वितरण परवानाधारक ज्या बायोमासवर आधारीत विद्युत प्रकल्पांकडून वीज प्राप्त करीत असतील त्या प्रकल्पांकडून या विनियमांचे पालन होण्याची खात्री करण्याची जबाबदारी राज्य अभिकरणावर राहील.

४५. कॅलरीफिक मूल्य

४५.१ बायोमासवर आधारीत अस्तित्वात असलेल्या विद्युत प्रकल्पांकरिता वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठी वापरलेल्या बायोमास इंधनांचे किमान सरासरी कॅलरीफिक मूल्य ३६११ किलो कॅलरी प्रति किलो राहील.

४५.२ बायोमासवर आधारीत नवीन विद्युत प्रकल्पांकरिता वीज दराच्या निश्चितीकरणासाठी वापरलेल्या बायोमास इंधनांचे किमान सरासरी कॅलरीफिक मूल्य ३१०० किलो कॅलरी प्रति किलो राहील.

४६. इंधन खर्च

प्रकल्पाच्या पहिल्या वर्षासाठी बायोमास इंधनाची किंमत, प्रत्येक प्रकल्पासाठीच्या इंधनाच्या मिश्रणाच्या प्रचलित किंमतीच्या आधारावर आणि आयोगाच्या स्वतंत्र अभ्यासाच्या आधारावर, निश्चित करण्यात येईल आणि त्यानंतर विनियम ४७ मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या निर्देशांक पध्दतीशी जोडण्यात येईल.

परंतु असे की, इंधनाची किंमत निश्चित करताना निपटारा करण्याचा खर्च, पर्यायी इंधनाच्या वापरामुळे खर्चात होणारी बचत (अपॉर्च्युनिटी कॉस्ट), आणि एकूण कॅलरीफिक मूल्य यासारख्या बाबी विचारात घेण्यात येतील.

४७. इंधन किंमत निर्देशांक पध्दत

४७.१ विद्यमान आणि नवीन अशा दोन्ही बायोमासवर आधारीत विद्युत प्रकल्पांच्या बाबतीत वीज दरातील लागू असलेल्या अस्थिर आकाराच्या भागाचे निश्चितीकरण करण्यासाठी कामकाजाच्या प्रत्येक वर्षी इंधन किंमतीचे समायोजन करण्याकरीता खालील निर्देशांक पध्दत लागू राहील:-

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

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

where,

VC1 represents the Variable Charge based on Biomass Price P_1 for first year as specified under Regulation 46 and shall be determined as under:

$$VC_1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)}}{\text{Gross Calorific Value (GCV)}} \times \frac{1}{(1 - \text{Aux Consum. Factor})} \times \frac{P1}{1000}$$

$P_{(n)}$ = Price per ton of biomass for the n^{th} 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. P_1 shall be Biomass price for FY 2020-21 as specified under Regulation 46

४७.२ केंद्रीय आयोगाने बायोमास इंधनाची निश्चित केलेली किंमत विचारात घेऊन किंवा आयोगाने स्वतंत्र अभ्यासाच्या आधारावर प्रमाणकानुसार वाढीच्या दराने, किंवा दरवर्षी ५ टक्के दराने, आयोगास योग्य वाटेल त्या प्रमाणे, बायोमास इंधनाच्या किमतीत आयोगाकडून सुधारणा करण्यात येईल.

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

४८ तंत्रज्ञानाचे स्वरुप

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

४९. विनियम कोणाला लागू राहतील

४९.१ या प्रकरणात विनिर्दिष्ट करण्यात आलेला कामगिरीच्या मर्यादेचे मापदंड केवळ या विनियमांच्या अधिसूचनेनंतर कार्यान्वित झालेल्या अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांनाच लागू राहतील.

४९.२ विनियम ५५ ते ५८ आणि विनियम ६० ते ६२ 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 संबंधांतील निकष , विनियम ३.२ मध्ये उल्लेख केल्यानुसार, संबंधित नूतनशील ऊर्जा दराच्या आदेशांत विनिर्दिष्ट केल्यानुसार राहतील.

५०. भांडवली खर्च

अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पासाठीच्या भांडवली खर्चात टर्बाइन जनित्र त्याच्या सहाय्यकारी 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 या बाबींचा समावेश असेल.

परंतु असे की, आयोग, प्रचलित बाजारपेठेतील परिस्थिती विचारात घेऊन प्रकल्प-विशिष्ट वीज दराच्या बाबतीत भांडवली खर्चास मान्यता देईल.

५१ संयंत्र भार घटक (प्लँट लोड फॅक्टर)

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

५१.२ कामकाजाच्या दिवसाची संख्या खालीलप्रमाणे विचारात घेण्यात येईलः-

कामकाजाचे दिवस	**प्लँट लोड फॅक्टर** (%)
१८० दिवस (गळीताचे) **+** ६० दिवस (हंगाम नसलेले) = २४० कामकाजाचे दिवस	६० %

५२. सहाय्यकारी वापर

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, सहाय्यकारी वीज वापराची कमाल मर्यादा ८.५ % राहील.

५३. केंद्राचा उष्मांक दर

वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, अ-खनिज इंधनावर आधारीत सह-निर्मिती प्रकल्पासाठी केंद्राच्या उष्मांक दराची कमाल मर्यादा ३६०० किलो कॅलरी प्रति युनिट विचारात घेण्यात येईल.

५४. संचालन व देखभाल खर्च

वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, पुनर्विलोकन कालावधीच्या आधारभूत वर्षा दरम्यान प्रमाणकानुसार कमाल मर्यादा संचालन व देखभाल खर्च भांडवली खर्चाच्या ३.५४ % राहतील.

५५. कॅलरीफिक मूल्य

ऊसाच्या चिपाडाचे किमान एकूण कॅलरीफिक मूल्य २२५० किलो कॅलरी प्रति किलोग्रॅम विचारात घेण्यात येईल.

परंतु असे की, उसाच्या चिपाड्यांशिवाय अन्य बायोमास इंधनाच्या वापराकरीता, विनियम ४५ मध्ये विनिर्दिष्ट केल्याप्रमाणे कॅलरीफिक मूल्य विचारात घेण्यात येईल.

५६. इंधन खर्च

प्रकल्पाच्या पहिल्या वर्षासाठी ऊसाच्या चिपाड्यांची किंमत आयोगाने स्वतंत्र अभ्यासाच्या माध्यमातून मूल्यांकन केल्यानुसार ऊसाच्या चिपाड्यांच्या प्रचलित दराच्या आधारावर

निश्चित करण्यात येईल आणि त्यानंतर विनियम ५७ मध्ये विनिर्दिष्ट करण्यात आलेल्या निर्देशांक पध्दतीशी ती जोडण्यात येईल.

परंतु असे की, इंधनाची किंमत निश्चित करताना डिस्पोजल खर्च, पर्यायी इंधनाच्या वापरामुळे खर्चात होणारी बचत (अपॉर्च्युनिटी), आणि एकूण कॅलरीफिक मूल्य यासारख्या बाबी विचारात घेण्यात येतील.

परंतु आणखी असे की, उसाच्या चिपाड्यांशिवाय अन्य बायोमास इंधन वापराकरीता, विनियम ४६ मध्ये विनिर्दिष्ट केलेल्या बायोमासच्या किंमती लागू राहतील.

५७. इंधन किंमत निर्देशांक पध्दत

५७.१ विद्यमान आणि नवीन अशा दोन्ही अ-खनिज इंधनावर आधारीत सह-निर्मिती प्रकल्पांच्या बाबतीत, वीज दरातील लागू असलेल्या अस्थिर आकाराच्या भागाचे निश्चितीकरण करण्यासाठी, कामकाजाच्या प्रत्येक वर्षात इंधन किंमतीचे समायोजन करण्याकरीता खालील निर्देशांक पध्दत लागू राहील.

Variable Charge for the n^{th} year shall be computed as under:-

$$VC_n = VC_1 x (P_n / P_1)$$

where,

VC_1 represents the Variable Charge based on bagasse Price P_1 for first year as specified under Regulation 56 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 n^{th} 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 2020-21 as specified under Regulation 56**.**

५७.२ केंद्रीय आयोगाने निश्चित केलेल्या ऊसाच्या चिपाडाच्या इंधनाच्या किमती विचारात घेऊन, किंवा आयोगाने स्वतंत्र अभ्यासाच्या आधारावर प्रमाणकानुसार वाढीच्या दराने, किंवा दरवर्षी ५ टक्के दराने, आयोगास योग्य वाटेल त्या प्रमाणे, ऊसाच्या चिपाडाच्या इंधनाच्या किमतीत आयोगाकडून सुधारणा करण्यात येईल.

५८. मिश्र इंधन आणि सहनिर्मिती प्रकल्पाची क्षमता

५८.१ 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.

५८.२ सह-निर्मिती प्रकल्पांचा आकार स्थानिकरित्या उपलब्ध असलेल्या अ-खनिज इंधनांच्या प्रमाणात ठेवण्यात येईल.

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

५९. खनिज इंधनांचा वापर

५९.१ अस्तित्वात असलेल्या नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांसाठी खनिज इंधनाचा वापर वार्षिक तत्त्वावर एकूण इंधनाच्या वापराच्या १५ टक्क्यांपर्यंत मर्यादित राहील.

५९.२ नवीन नूतनशील ऊर्जा प्रकल्पांना वीजनिर्मितीकरिता खनिज इंधनाच्या वापरास परवानगी देण्यात येणार नाही आणि अ-खनिज इंधनाचा वापर करुन संपूर्ण वीजनिर्मिती करावी लागेल.

६०. खनिज इंधनांच्या वापरासाठी आणि सह-निर्मितीच्या कार्यक्षमतेसाठी संनियंत्रण पध्दत

बायोमासवर आधारित प्रकल्पांच्या संबंधात विनियम ४२ आणि ४३ च्या तरतुदींमध्ये आवश्यक ते फेरफार करुन त्या अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांना लागू राहतील.

६१. विनियमांच्या पालनाच्या संनियंत्रणासाठी मोजणी आणि पडताळणीची कार्यपद्धत

६१.१ प्रकल्प कंपनीकडून प्रत्येक गळीताच्या हंगामात वर्षातून एकदा प्रमाणित ऊर्जा लेखापरीक्षकाद्वारे किंवा राज्य अभिकरणाच्या पॅनलवर असलेल्या ऊर्जा लेखापरीक्षकाद्वारे सह-निर्मिती प्रकल्पाचे लेखापरीक्षण करुन घेण्यात येईल व अहवाल वीज खरेदी करणाऱ्या वितरण परवानाधारकास पाठविण्यात येईल.

६१.२ लेखापरीक्षणाच्या तारखा खरेदी करणाऱ्या वितरण परवानाधारकाला कळविण्यात येतील. वितरण परवानाधारकाला त्याचा प्रतिनिधी अशा लेखापरीक्षणात सहभागी होण्यासाठी पाठविण्याचा पर्याय खुला असेल.

६१.३ वितरण परवानाधारक अशा लेखापरीक्षण अहवालाची छाननी करुन त्याचे पालन प्रकल्पाकडून होत असल्याची पडताळणी करील.

६१.४ हंगामादरम्यान संयत्रावर विद्युत भार स्थिर असलेल्या कालावधीत ऊर्जा लेखापरीक्षण करण्यात येईल.

६१.५ 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 कालावधीकरीता 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

तासाची किंवा चोवीस तासाची 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 कॅलरीमीटर वापरुन, चाचणी करावयाची आहे. (प्रमाणित प्रयोगशाळा चाचणी अहवाल समाविष्ट करावयाचा आहे.)

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 (m_1, m_2, ...m_n) ऑन-लाइन स्टीम फ्लो मीटरच्या सहाय्याने करावयाचे आहे. लेखापरीक्षण सुरु होण्यापूर्वी, ही फ्लो मीटर्स कॅलिब्रेट करुन 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 करुन देण्यात येईल.

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

६१.७ बॉयलर कार्यक्षमता आणि टर्बाइन कॅरेक्टरिस्टिक कर्व्हज (वाफेच्या वहनाच्या वेगाच्या संदर्भात विजेची निर्मिती) याबाबतची चाचणीच्या प्रमाणपत्रे उत्पादकाकडून सविस्तर प्रकल्प अहवालासह देण्यात येतील, याची खात्री ऊर्जा खरेदी करार करण्यापूर्वी वितरण परवानाधारक करील.

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

६१.९ गळीताचा हंगाम संपल्यानंतर वितरण परवानाधारकाकडून आयोगाला दरवर्षी लेखापरीक्षणातील निष्कर्षांचा अहवाल सादर करण्यात येईल.

६१.१० राज्य अभिकरण राज्यातील सर्व सह-निर्मिती प्रकल्पांकडून ऊर्जा लेखापरीक्षणाच्या तरतुदींचे पालन होण्याबाबत खात्री करील आणि प्रत्येक आर्थिक वर्षाच्या अखेरच्या तीन महिन्याच्या आत पालनाच्या स्थितीचा वार्षिक अहवाल सादर करील.

६२. अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांकडून होणा-या विनियमांच्या पालनाचे संनियंत्रण

६२.१ वितरण परवानाधारक ज्या अ-खनिज इंधनावर आधारीत सह-निर्मिती विद्युत प्रकल्पांकडून वीज खरेदी करीत असेल त्या प्रकल्पांकडून होणाऱ्या या विनियमांच्या पालनाचे संनियंत्रण करण्यासाठी तो जबाबदार राहील

६२.२ संबंधित वितरण परवानाधारक ज्या अ-खनिज इंधनावर आधारित सह-निर्मिती प्रकल्पांकडून वीज खरेदी करीत असेल त्या प्रकल्पांच्या संबंधात, तांत्रिक व वाणिज्यिक तपशीलासह, या

विनियमांशी संबंधित सर्व माहिती ठेवेल आणि ही माहिती तिमाही तत्वावर अद्ययावत करुन त्यांच्या संकेत-स्थळावर प्रसिद्ध करुन जनतेला उपलब्ध करुन देईल.

६२.३ प्रकल्प कंपन्या परिशिष्ट - ब मध्ये विनिर्दिष्ट केलेल्या नमुन्यामध्ये वीज खरेदी करणाऱ्या वितरण परवानाधारकाला माहिती सादर करतील.

६२.४ राज्यातील वितरण परवानाधारक ज्या अ-खनिज इंधनावर आधारीत सह-निर्मिती विद्युत प्रकल्पांकडून वीज खरेदी करीत असतील त्या प्रकल्पांकडून या विनियमांचे पालन होण्याची खात्री करण्यासाठी राज्य अभिकरण जबाबदार राहील.

६३ अ-खनिज इंधनावर आधारीत अर्हताकारी नसलेल्या सह-निर्मिती प्रकल्पांकरीता वीज दर

६३.१ अ-खनिज इंधनावर आधारीत अर्हताकारी नसलेल्या सह-निर्मिती प्रकल्पांचा वीज दर हा त्या वर्षात विजेची खरेदी करणाऱ्या वितरण परवानाधारकाच्या सरासरी वीज खरेदी खर्चाशी सममूल्य किंवा स्पर्धात्मक बोलीच्या माध्यमातून मिळालेला अलीकडचा वीज दर किंवा मान्यता दिलेला मागील सामान्य वीज दर, यापैकी जो कमी असेल, त्याप्रमाणे राहील.

प्रकरण : ७ युटिलिटी स्केल सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्प आणि सौर छपरावरील पीव्ही विद्युत प्रकल्पांसाठी तंत्रज्ञान-विशिष्ट मापदंड

६४ तंत्रज्ञानाचे स्वरुप

या विनियमांखाली विनिर्दिष्ट केलेले निकष हे युटिलिटी स्केल सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्पांसाठी प्रकल्प-विशिष्ट वीज दर निश्चित करण्यासाठी लागू राहतील. ही यंत्रणा, एमएनआरईने मान्यता दिलेल्या फोटो व्होल्टॅक तंत्रज्ञानाद्वारे, सूर्यप्रकाशाचे रुपांतर थेट विजेत करते.

परंतु असे की, सौर छपरावरील पीव्ही विद्युत प्रकल्पांसाठी, विनियम ७.३ मध्ये विनिर्दिष्ट केल्यानुसार सामान्य (जेनेरिक) वीज दर अधिसूचित करण्यात येतील.

६५. भांडवली खर्च

युटिलिटी स्केल सौर पीव्ही विद्युत प्रकल्पांसाठीच्या भांडवली खर्चात सौर पीव्ही मोड्युल्सचा खर्च, इन्व्हर्टर, जमिनीची किंमत, जागा विकसित करण्याचा खर्च आणि अन्य नागरी बांधकामे, वाहतूक आकार, आंतर-जोडणी ठिकाणापर्यंतचा निष्कासनावरील खर्च, निधी उभारणीचे आकार आणि बांधकामाच्या कालावधीतील व्याज या बाबींचा समावेश असेल.

परंतु असे की, आयोग, प्रचलित बाजारपेठेतील परिस्थिती विचारात घेऊन प्रकल्प-विशिष्ट वीज दराच्या बाबतीत भांडवली खर्चास मान्यता देईल.

६६. क्षमता वापर घटक (कपॅसिटी युटिलायझेशन फॅक्टर (सीयुएफ))

६६.१ युटिलिटी स्केल सौर पीव्ही प्रकल्पांसाठी पहिल्या वर्षाकरिता वीज दराच्या निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरीता पुनर्विलोकन कालावधीदरम्यान प्रमाणकानुसार किमान क्षमता वापर घटक २८ टक्के राहील.

परंतु असे की, युटिलिटी स्केल सौर पीव्ही प्रकल्प वाणिज्यिक तत्त्वावर कार्यान्वित झाल्याच्या पहिल्या वर्षामध्ये एकदाच क्षमता वापर घटकात सुधारणा करण्यास परवानगी देण्यात येईल, त्यानंतर, वीज खरेदी कराराच्या संपूर्ण कालावधीसाठी प्रकल्पाच्या क्षमता वापर घटकात बदल होणार नाही.

६७. संचालन व देखभाल खर्च

युटिलिटी स्केल सौर पीव्ही प्रकल्पांसाठी पुनर्विलोकन कालावधीच्या पहिल्या वर्षाकरिता संचालन व देखभाल खर्चाची कमाल मर्यादा रु. ६ लाख प्रति मेगावॅट राहील.

प्रकरण ८: सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पासाठी तंत्रज्ञान-विशिष्ट मापदंड

६८ तंत्रज्ञानाचे स्वरुप

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

६९. भांडवली खर्च

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरीता, सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पासाठीच्या भांडवली खर्चात सौर पीव्ही मोड्युल्स, इन्व्हर्टर, जमिनीची किंमत, जागा विकसित करण्याचा खर्च आणि अन्य नागरी बांधकामे, वाहतूक आकार, आंतर-जोडणी ठिकाणापर्यंतचा निष्कासनावरील खर्च, निधी उभारणीचे आकार आणि बांधकामाच्या कालावधीतील व्याज या बाबींचा समावेश असेल.

परंतु असे की, आयोग, प्रचलित बाजारपेठेतील परिस्थिती विचारात घेऊन प्रकल्प-विशिष्ट वीज दराच्या बाबतीत भांडवली खर्चास मान्यता देईल.

७०. क्षमता वापर घटक (कपॅसिटी युटिलाइझेशन फॅक्टर (सीयुएफ))

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरीता, सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पाकरीता किमान क्षमता वापर घटक (सीयुएफ) २३ % राहील.

७१. संचालन व देखभाल खर्च

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरिता, पुनर्विलोकन कालावधीच्या आधारभूत वर्षासाठी संचालन व देखभाल खर्चाची कमाल मर्यादा रु. १५ लाख प्रति मेगावॅट राहील.

७२. सहाय्यकारी वीज वापर

वीज दर निश्चितीकरणाच्या प्रयोजनाकरीता, सहाय्यकारी वीज वापराची कमाल मर्यादा १० टक्के राहील.

प्रकरण ९ : संकीर्ण

७३. 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 राहील की, अशा रीतीने प्रकल्पाच्या उपयुक्त आयुर्मानाच्या कालावधीकरिता परिगणना केलेला लेव्हलाइझ्ड 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.

७४. शिथील करण्याचे अधिकार

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

७५. आदेश आणि कार्य-प्रणाली निदेश निर्गमित करणे

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

७६. सुधारणा करण्याचे अधिकार

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

७७. अडचणी दूर करण्याचे अधिकार

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

(अभिजीत देशपांडे)
सचिव,
महाराष्ट्र विद्युत नियामक आयोग

मुंबई,
दिनांकः ३० डिसेंबर, २०१९

परिशिष्ट - ए

नमूना १.१: पवन ऊर्जा, लघु जल आणि सौर पीव्ही/सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पांकरीता नमुना मापदंडांची गृहितके

अ. क्र.	गृहितकाचे शीर्षक	उप-शीर्षक	उप-शीर्षक-(२)	युनिट	गृहितके
1	**वीज निर्मिती**	क्षमता	वीज निर्मितीची स्थापित क्षमता क्षमता वापर घटक उपयुक्त आयुर्मान	मेगावॅट % वर्षे	
2	**प्रकल्पाचा खर्च**	भांडवली खर्च/मेगावॅट	विद्युत संयत्र खर्च	रु. लाख/ मेगावॅट	
3	**निधीचे स्त्रोत**	कर्ज : भाग-भांडवल कर्जाचा भाग भाग-भांडवलाचा भाग	वीज दराचा कालावधी कर्ज भाग-भांडवल एकूण कर्जाची रक्कम एकूण भाग-भांडवलाची रक्कम कर्जाची रक्कम परतफेडीचा कालावधी (विलंब कालावधीसह) व्याज दर भाग-भांडवलाची रक्कम भाग-भांडवलावरील परतावा भाग-भांडवलावरील परताव्याचा कालावधी भाग-भांडवलावरील पताव्याची भारांकित सरासरी डिस्काउंटचा दर	वर्षे % % रु. लाख रु. लाख रु. लाख वर्षे % रु. लाख % दर वर्षी वर्षे	
4	**वित्तीय गृहितके**	वित्तीय गृहितके घसारा	मॅट दर पहिल्या १२ वर्षांकरिता घसाऱ्याचा दर १३व्या वर्षानंतर पुढे घसाऱ्याचा दर वर्षासाठी दर ५.८३%	% % %	
5	**खेळते भांडवल**	स्थिर आकारासाठी संचालन व देखभाल आकार देखभालीसाठी सुटे भाग ऋणकोकडून येणे रकमा खेळत्या भांडवलावरील व्याज	(संचालन व देखभाल खर्चाच्या % मध्ये)	महिने महिने %	
6	**संचालन व देखभाल**	विद्युत संयत्र - आधारभूत वर्ष (एकूण संचालन व देखभाल खर्चातील वाढ)		रु. लाख %	

परिशिष्ट ए

नमुना १.२: पवन ऊर्जा, लघु जल आणि सौर पीव्ही/सौर औष्णिक विद्युत प्रकल्पांकरीता नमुना

वीज दराच्या भागांचे निश्चितीकरण

युनिट निर्मिती	युनिट	वर्ष--->	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
स्थापित क्षमता	मेगावॅट																										
एकूण/नक्त निर्मिती	दशलक्ष युनिट्स																										

स्थिर खर्च	युनिट	वर्ष--->	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
संचालन व देखभाल खर्च	रु. लाख																										
घसारा	रु. लाख																										
मुदत कर्जावरील व्याज	रु. लाख																										
खेळत्या भांडवलावरील व्याज	रु. लाख																										
भाग-भांडवलावरील परतावा	रु. लाख																										
एकूण स्थिर खर्च	रु. लाख																										
प्रति युनिट स्थिर खर्च	**रु/युनिट**																										

उपयुक्त आयुर्मानाशी अनुरुप लेव्हलाइज्ड वीज दर

प्रति युनिट निर्मितीचा खर्च	**युनिट**																										
संचालन व देखभाल खर्च	रु/ युनिट																										
घसारा	रु/युनिट																										
मुदत कर्जावरील व्याज	रु/ युनिट																										
खेळत्या भांडवलावरील व्याज	रु/युनिट																										
भाग-भांडवलावरील परतावा	**रु/केडब्ल्यु**																										
एकूण निर्मितीचा खर्च	रु/ युनिट																										

भागभांडवलावरील परतावा वगळून एकूण निर्मितीचा खर्च

डिस्काउंट घटक																											
स्थिर खर्च																											
लेव्हलाइज्ड वीज दर		रु./युनिट																									

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

परिशिष्ट ए

S. No.	गृहिताचे शीर्षक	उप-शीर्षक	उप-शीर्षक-(२)	यूनिट	गृहितके
१	विद्युत निर्मिती	क्षमता			
			स्थापित विद्युत निर्मिती क्षमता	मेगावॅट	
			स्थिरीकरणा दरम्यान सहाय्यकारी वापर	%	
			स्थिरीकरणानंतर सहाय्यकारी वापर	%	
			संयत्र भार घटक (६ महिन्यांसाठी स्थिरीकरण)	%	
			संयत्र भार घटक (स्थिरीकरणानंतर पहिल्या वर्षादरम्यान)	%	
			संयत्र भार घटक (दुसऱ्या वर्षानंतर पुढे)	%	
			उपयुक्त आयुर्मान	वर्षे	
२	प्रकल्पाचा खर्च	**भांडवली खर्च/मेगावॅट**	**विद्युत संयत्र खर्च**	रु. लाख/मेगावॅट	
३	वित्तीय गृहितके	कर्ज : भाग भांडवल			
			कर्ज	%	
			भाग भांडवल	%	
			कर्जाची एकूण रक्कम	रु. लाख	
			भाग भांडवलाची एकूण रक्कम	रु.लाख	
		कर्ज घटक			
			कर्ज रक्कम	रु.लाख	
			परतफेडीचा कालावधी (विलंबावधीसह)	वर्षे	
			व्याज दर	%	
		भाग भांडवल घटक			
			भागभांडवलाची रक्कम	रु. लाख	
			भागभांडवलावरील परतावा	% दर वर्षी	
			भागभांडवलावरील परताव्याचा कालावधी	वर्षे	
			डिस्काऊंट दर (डब्ल्युएसीसी शी सममूल्य)	%	
४	वित्तीय गृहितके	वित्तीय गृहितके			
			एमएटी दर	%	
		घसारा			
			घसारा दर (विद्युत संयंत्र))	%	
			१३व्या वर्षानंतर पुढे घसाऱ्याचा दर	%	
			वर्षासाठी घसारा दर ५.८३%		
५	खेळते भांडवल	स्थिर आकारासाठी			
		संचालन व देखभाल आकार		महिने	
		देखभालीसाठी सुटे भाग	(संचालन व देखभाल खर्चाच्या टक्केवारीत)		
		ऋणकोकडून येणे रक्कम		महिने	
		अस्थिर आकारासाठी			
		बायोमासचा साठा		महिने	
		खेळत्या भांडवलावरील व्याज		%	
६	इंधनाशी संबंधित गृहितके	उष्मांक दर	स्थिरीकरणानंतरचा कालावधी	किलो कॅलरी/ प्रति युनिट	
		बायोमास			
			आधारभूत किंमत (आ.व. २०-२१)	रु./टी	
			जीसीव्ही - बायोमास	किलो कॅलरी/किलोग्रॅम	
७	संचालन व देखभाल	विद्युत संयत्र - आधारभूत वर्ष		रु. लाख	
		संचालन व देखभाल खर्चातील एकूण वाढ		%	

परिशिष्ट ए

नमुना २.२: बायोमास आणि अ-खनिज इंधनावर आधारित सहनिर्मिती प्रकल्पांकरीता नमुना वीज दराच्या भागांचे 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
स्थापित क्षमता	मेगावॅट																					
एकूण निर्मिती	दशलक्ष युनिट																					
सहाय्यकारी वापर	दशलक्ष युनिट																					
नक्त निर्मिती	दशलक्ष 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																					
घसारा	रु. लाख																					
मुदत कर्जावरील व्याज	रु. लाख																					
खेळत्या भांडवलावरील व्याज	रु. लाख																					
भांडवलावरील परतावा	रु. लाख																					
एकूण स्थिर खर्च	रु. लाख																					

प्रति युनिट स्थिर खर्च **रु./युनिट**

उपयुक्त आयुर्मानाशी अनुरुप लेव्हलाईज्ड वीज दर

निर्मितीचा प्रति युनिट खर्च	युनिट	लेव्हलाईज्ड																				
अस्थिर/ निर्मितीचा खर्च	रु/ युनिट																					
संचालन व देखभाल खर्च	रु/ युनिट																					
घसारा	रु/ युनिट																					
मुदत कर्जावरील व्याज	रु/युनिट																					
खेळत्या भांडवलावरील व्याज	रु/युनिट																					
भाग भांडवलावरील परतावा	रु/युनिट																					
एकूण निर्मिती खर्च	रु/युनिट																					

लेव्हलाईज्ड वीज दर	युनिट	वर्ष --																				
डिस्काऊंट घटक																						
अस्थिर खर्च																						
स्थिर खर्च																						

लेव्हलाईज्ड वीज दर(अस्थिर)	
लेव्हलाईज्ड वीज दर (स्थिर)	
लेव्हलाईज्ड वीज दर (रु./युनिट)	

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

परिशिष्ट - बी

नमुना १.१ : मासिक इंधन वापराचे विवरणपत्र

प्रकल्पाचे नाव
(ठिकाण, जिल्हा)
राज्य अभिकरण/विद्युत कंपनी संदर्भ क्र.
स्थापित क्षमता (मेगावॅटमध्ये)
प्रकल्प कार्यान्वित झाल्याचा दिनांक

आर्थिक वर्ष :
विवरणपत्राचा दिनाक :
प्रकल्प संकेतांक :

अनु. क्र.	महिना	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	
		इंधनाचा प्रकार	चालू महिन्या दरम्यान	मागील १२ महिन्यांतील संचयी वापर	इंधनाचा प्रकार	चालू महिन्या संचयी	मागील १२ महिन्यांतील संचयी वापर	इंधनाचा प्रकार	चालू महिन्या दरम्यान	मागील १२ महिन्यांतील संचयी वापर	वापरलेल्या कोळशाचा दर्जा	चालू महिन्या दरम्यान	मागील १२ महिन्यातील संचयी वापर	चालू महिन्या दरम्यान	मागील १२ महिन्यातील संचयी वापर
														(१३)/(४+७+१० +१३)	(१४)/(५+८+११ +१४)
१	२	३	४	५	६	७	८	९	१०	११	१२	१३	१४	१५	१६
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

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 अभिकरण/विद्युत कंपनी संदर्भ क्र.
स्थापित क्षमता (मेगावॅटमध्ये)
प्रकल्प कार्यान्वित झाल्याचा दिनांक

आर्थिक वर्षाकरिता :
विवरणपत्राचा दिनाक :
प्रकल्प संकेतांक :

अनु. क्र.	महिना	महिनाभरातील विद्युत निर्मिती (युनिट)		संचयी विद्युत निर्मिती (युनिट) आर्थिक वर्षादरम्यान महिना अखेरपर्यंत		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	नक्त	एकूण	नक्त	इंधनाचा प्रकार	चालू महिन्या दरम्यान	मागील १२ महिन्यांतील संचयी वापर	इंधनाचा प्रकार	चालू महिन्या दरम्यान	मागील १२ महिन्यांतील संचयी वापर	इंधनाचा प्रकार	चालू महिन्या दरम्यान	मागील १२ महिन्यांतील संचयी वापर	वापरलेल्या कोळशाचा दर्जा	चालू महिन्या दरम्यान	मागील १२ महिन्यांतील संचयी वापर	चालू महिन्या दरम्यान (१३)/(४+७+१० +१३)	मागील १२ महिन्यांतील संचयी वापर (१४)/(५+८+११ +१४)
१	२					३	४	५	६	७	८	९	१०	११	१२	१३	१४	१५	१६
१	एप्रिल																		
२	मे																		
३	जून																		
४	जुलै																		
५	ऑगस्ट																		
६	सप्टेंबर																		
७	ऑक्टोबर																		
८	नोव्हेंबर																		
९	डिसेंबर																		
१०	जानेवारी																		
११	फेब्रुवारी																		
१२	मार्च																		

परिशिट बी

दर महिन्यास अद्ययावत करणे

तक्ता २.१: *मासिक इंधन खरेदीचे विवरणपत्र (१/२)*

प्रकल्पाचे नाव *आर्थिक वर्षाकरिता -*
(ठिकाण, जिल्हा) *विवरणपत्र दिनांक -*
राज्य अभिकरण/विद्युत कंपनीचा संदर्भ क्र. *प्रकल्पाचा संकेतांक -*
स्थापित क्षमता (मेगावॅट)
प्रकल्प कार्यान्वित झाल्याचा दिनांक

अन क्र.	महिना	खरेदी केलेल्या इंधनाचे परिमाण (टनामध्ये)				पोहोचवणूक केलेल्या एकूण इंधनाचा खर्च (रुपये लाखात)			
		बायोमास इंधन - १	बायोमास इंधन - २	बायोमास इंधन - ३	खनिज इंधन-४	बायोमास इंधन - १	बायोमास इंधन - २	बायोमास इंधन - ३	खनिज इंधन-४
१	२	३	४	५	६	७	८	९	१०
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

(ठिकाण, जिल्हा)

राज्य अभिकरण/विद्युत कंपनीचा संदर्भक्र.

स्थापित क्षमता (मेगावॅटमध्ये)

प्रकल्प कार्यान्वित झाल्याचा दिनांक

आर्थिक वर्षाकरीता

विवरणपत्राचा दिनाक :

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	वाहतुकीचा खर्च	इंधनाचा पोहोचवणुकीचा खर्च	पुरवठा दाराचा खर्च	साठवणुकीचा खर्च	हाताळणीचा खर्च	वाहतुकीचा खर्च	इंधनाचा पोहोचवणुकीचा खर्च	पुरवठा दाराचा खर्च	साठवणुकीचा खर्च	हाताळणीचा खर्च	वाहतुकीचा खर्च	इंधनाचा पोहोचवणुकीचा खर्च	पुरवठा दाराचा खर्च	साठवणुकीचा खर्च	हाताळणीचा खर्च	वाहतुकीचा खर्च	इंधनाचा पोहोचवणुकीचा खर्च
		रु. /टन	रु./टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु. /टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन	रु./ टन
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																				

MAHARASHTRA ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION (TERMS AND CONDITIONS FOR DETERMINATION OF RENEWABLE ENERGY TARIFF) REGULATIONS, 2019.

ELECTRICITY ACT, 2003.

No. MERC/Tech/Regulation/1235- 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, 2019.

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:

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

(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 and liquid fuel 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 (H_2) and traces of Methane (CH_4), 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 applicable 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) 'concerned Distribution Licensee' means the Distribution Licensee in the State of Maharashtra with whom the RE generator has signed Energy Purchase Agreement;

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

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

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

(n) 'Eligible Project' means any of the following Renewable Energy Projects with or without Storage:

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 42 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 specified under Regulation 59 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;

'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 fulfil 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, and any other combination of RE technologies, 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;

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

(p) 'Gross Calorific Value' or 'GCV', in relation to a fuel used in a Generating Station, means the heat produced in kilocalories by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;

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

(r) 'Hybrid Renewable Energy Project' means a Renewable Energy Project that uses a combination of Renewable Energy technologies approved by MNRE for electricity generation, configured to operate at the same point of grid connection:

Provided that the rated capacity of one resource is at least 25% of the rated capacity of other resource;

(s) '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;

(t) 'Inter-connection Point' shall be the point where the power from the Project is injected into the nearest transmission/distribution grid sub-station, including the dedicated transmission/distribution line connecting the Projects with such sub-station;

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

(v) 'Mini Hydro Power Project' means a Hydro Power Project with a Station capacity

of 1 MW or less, but above 500 kW;

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

(x) 'New RE Project' means a Renewable Energy Project commissioned on or after date of applicability of these Regulations;

(y) '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;

(z) '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;

(aa) '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;

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

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

(dd) '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;

(ee) 'Re-powering' means the process of replacing older wind turbines with newer ones that have either a higher name-plate capacity or higher CUF, which results in a net increase in power generated from the same site;

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

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

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

(ii) 'Solar Roof-top PV Power Project' means a Solar Photo Voltaic Power Project

installed on the roof-top of a building or any other mounting structure in the consumer premises that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology and satisfies any other eligibility criteria as may be stipulated by MNRE, from time to time;

(jj) ‘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;

(kk) ‘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;

(ll) ‘Storage’ means energy storage system utilising methods and technologies like Batteries, Pumped Storage hydro-power, Compressed Air, thermal storage, or any other technology, to store various forms of energy and deliver the stored energy in the form of electricity;

(mm) ‘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;

(nn) ‘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	25 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 Hybrid RE Projects shall be minimum of Useful Life of different RE technologies combined for the Hybrid RE Project:

Provided further 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 specified by the Central Commission;

(oo) ‘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 fulfil the following criteria:

(a) are commissioned in the State of Maharashtra for the generation and sale of electricity to Distribution Licensees in the State;

(b) are Eligible Projects for the purposes of these Regulations; and

(c) 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, 2019, as amended from time to time, 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 applicable Regulations or RE Tariff Orders issued by the Commission from time to time.

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 source-wise RE purchase in MU; 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:

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

a) details of source-wise RE capacity addition in MW;
b) details of source-wise RE purchase by each Distribution Licensee in MU; and
c) a statement of Energy Purchase Agreements (EPAs) entered into under these Regulations by each Distribution Licensee;
d) Projects registered in the State for each Technology in that quarter as well as cumulatively;
e) Source-wise RE capacity addition vis-à-vis Technical Potential,

in addition to any other information that the Commission may stipulate from time to time:

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

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

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

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

Chapter 1: General Principles

5. Review Period

5.1 These Regulations shall be applicable with effect from April 1, 2020.

5.2 The first Review Period under these Regulations shall be five (5) financial years (FY), from FY 2020-21 up to the end of FY 2024-25.

5.3 At the end of the first Review Period, the Commission may, either extend the applicability of these Regulations for a further period with any modifications through Order, or decide

to notify new Regulations for subsequent period:

Provided that, the principles and tariff norms specified in these Regulations shall continue to apply until either the applicability of these Regulations are extended by the Commission through Order or new Regulations are notified, subject to any adjustments that may be specified therein.

6. Tariff Period

6.1 The Tariff Period for RE Projects shall be equal to their Useful Life, as under:

a)	Wind Energy Power Projects	25 years
b)	Biomass-based Power Project, Non-Fossil Fuel-based Co-Generation	25 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 Power Projects	25 years
f)	Hybrid RE Projects and other RE Projects	Equal to Useful Life of Project

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

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

7.1 The tariff shall invariably be determined through a transparent process of competitive bidding in accordance with the Guidelines issued by the Central Government under Section 63 of the Act, inter-alia for the following types of RE Projects:

(a) Wind Energy Power Projects;
(b) Solar PV Power Projects;
(c) Non-Fossil Fuel-based Co-Generation;
(d) Biomass based Projects;
(e) Hybrid RE Power Projects.

7.2 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 the Guidelines issued by the Central Government under Section 63 of the Act.

7.3 The tariff for RE Power Projects below threshold limit of eligibility for participating in Competitive Bidding shall be considered equal to the following cases, in order of priority:

(a) Latest Tariff discovered through Competitive Bidding by concerned Distribution Licensee for similar RE project and adopted by the appropriate Commission;

(b) The Tariff discovered through Competitive Bidding for similar RE project by Other Distribution Licensee(s) in the State and adopted by the appropriate Commission;

(c) The Tariff discovered through Competitive Bidding for similar RE project in the Country and adopted by the appropriate Commission.

8. Generic Tariff

The Commission shall notify the generic tariff for Solar Roof-top PV Power Projects and determine the Variable Charges for Biomass and Non-fossil fuel-based Co-generation Projects, in accordance with the norms specified in these Regulations:

Provided that the above Generic Tariff determination of Variable Charges shall not apply for Biomass and Non-fossil fuel-based Co-generation Projects, whose tariff has been determined through the competitive bidding process and adopted by the Commission.

9. Project-specific Tariff

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

(a) Waste to Energy Projects based on the technologies approved by MNRE;

(b) Solar Thermal Power Projects;

(c) Small Hydro Projects, Mini Hydro Projects and Micro Hydro Projects;

(d) Re-powering of Wind Energy Power Projects;

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

(f) Any other RE technology, for which either Generic Tariff is being determined or for which the tariff is to be invariably determined through competitive bidding, in respect of which the Project Entities opt for a project-specific tariff.

9.2 The determination of project-specific tariff for generation of electricity from such RE sources shall be in accordance with the ceiling norms specified in these Regulations for the respective technologies and the terms and conditions as may be stipulated in the relevant Orders of the Commission:

Provided that the financial norms specified in Chapter 2, shall be the ceiling norms while determining such project-specific tariff.

10. Petition and proceedings for determination of tariff

10.1 The Commission shall notify the generic tariff for the respective RE technology/ies, as far as practicable before or at the beginning of each year of the Review Period, in accordance with the norms specified in these Regulations.

10.2 A Petition for determination of project-specific tariff shall be filed by the concerned RE Power Project entity, with the concerned Distribution Licensee as a Respondent, 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) An EPA with a Distribution Licensee in the State of Maharashtra, clearly stipulating that the tariff to be determined by the Commission in accordance with these Regulations and the consequences of under-generation or excess generation vis-à-vis the guaranteed generation;

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

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

(e) 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;

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

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

10.3 In case the RE Project fails to generate energy up to the guaranteed CUF, then the RE Project proponent shall compensate the concerned Distribution Licensee to the extent of under-generation at 75 percent of the tariff approved by the Commission:

Provided that the above compensation shall not be applicable for RE technologies having single-part tariff with two components, viz., fixed cost component and fuel cost component:

Provided further that in case the above under-generation is on account of transmission/distribution constraints, then such under-generation shall be considered as deemed generation by the RE Project and be compensated accordingly.

10.4 In case the RE Project generates energy in excess of the guaranteed CUF, then the RE Project proponent shall be entitled to receive compensation from the concerned

Distribution Licensee for such excess generation at 75 percent of the tariff approved by the Commission.

10.5 In case of RE technologies covered under Regulation 9.1 (f), in addition to the above requirements, the Petition for determination of project-specific tariff shall also be accompanied by:

(a) Rationale for adoption of project specific tariff instead of Competitive Bidding;

(b) Status of compliance with the Renewable Purchase Obligation (RPO) with and without the proposed Project(s);

(c) Competitiveness of proposed tariff vis-à-vis tariff discovered through Competitive bidding/tariff prevalent in the market.

10.6 The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the Maharashtra Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 2004, as amended from time to time.

11. 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.

12. Tariff Design

12.1 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 for the Tariff Period, considering the year of commissioning of the Project for the fixed cost component, while the fuel cost component shall be determined separately for each year of operation.

12.2 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.

13. Scheduling and Despatch principles for electricity generated from RE Sources

13.1 The Biomass-based Power Projects and Co-Generation Projects shall be subject to the respective scheduling and despatch code as specified under the State Grid Code, as amended from time to time.

13.2 The Wind Energy Power Projects and Solar PV Power Projects shall be subject to the MERC (Forecasting, Scheduling and Despatch of Solar and Wind Generation) Regulations, 2018, as amended from time to time.

13.3 Subject to the provisions of the Indian Electricity Grid Code and the State Electricity Grid Code, all RE Power Projects shall be treated as 'Must Run' Projects and shall not be subjected to 'merit order despatch' principles.

Chapter 2: Financial Principles

14. 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.

15. Debt-equity Ratio

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

15.2 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.

16. Loan and Finance Charges

16.1 Loan Tenure:

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

16.2 Interest Rate:

(a) The quantum of loan arrived at as specified above shall be considered as the gross normative loan for computation of the interest on loan;

(b) 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;

(c) For the purpose of computation of tariff, the average of the one-year Marginal Cost of Funds-based Lending Rate ('MCLR') as declared by the State Bank of India for the previous year plus 200 basis points, shall be considered as the normative interest rate;

(d) 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.

16.3 The treatment of foreign currency loans shall be in accordance with the Maharashtra Electricity Regulatory Commission (Multi-Year Tariff) Regulations in force from time to time.

17. Depreciation

17.1 The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset as admitted by the Commission.

17.2 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, excluding the cost of freehold land, if any.

17.3 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.

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

18. Return on Equity

18.1 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 15.

18.2 The Return on Equity shall be computed at the base rate of 14%, to be grossed up as per the Minimum Alternate Tax ('MAT') rate applicable as on 1st April of the previous Financial Year.

19. Interest on Working Capital

19.1 The Working Capital requirement in respect of Wind Energy Projects and Small Hydro, Solar PV, Solar Thermal, and Solar Rooftop PV Power Projects, shall consist 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.

19.2 The Working Capital requirement in respect of Biomass-based Projects, non-fossil fuel-based Co-Generation Projects, and Waste to Energy Projects shall consist 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.

19.3 Interest on Working Capital shall be the average of the one-year Marginal Cost of Funds-based Lending Rate (‘MCLR’) as declared by the State Bank of India for the previous year plus 150 basis points.

20. Operation and Maintenance Expenses

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

20.2 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.

20.3 Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate specified for Generating Companies in the MERC (Multi Year Tariff) Regulations, 2019, as amended from time to time, for computation of the levelized tariff.

21. Rebate

21.1 For payment of bills of the Project Entity through revolving and valid Letter of Credit, a rebate of 2% shall be allowed.

21.2 Where payments are made other than through Letter of Credit within seven days of

presentation of bills by the Project Entity, a rebate of 1% shall be allowed.

22. Late Payment Surcharge

In case the payment of any bill for charges payable under these Regulations is delayed beyond a period of 30 days from the date of billing, Late Payment Surcharge on simple interest basis at the one-year MCLR as declared by the State Bank of India as on 1st of the respective month plus 350 basis points per annum on the billed amount, shall be levied for the period of delay by the Project Entity.

23. 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, and the entire proceeds of carbon credit from approved CDM Project, if any, shall be retained by it.

24. 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.

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

25.1 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:

25.2 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.

25.3 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 instalments or within such period as may be stipulated by the Commission.

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

25.5 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 levelized basis at a discounting factor equivalent to the post-tax weighted average cost of capital.

26. 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

27. Capital Cost

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:

Provided that the Commission shall approve the Capital Cost in case of project-specific tariff considering the prevalent market conditions.

28. Capacity Utilisation Factor

The minimum normative CUF for Wind Energy Projects for the Review Period shall be 30% for the purpose of tariff determination:

Provided that the Wind Energy Projects will be allowed to revise the same once within first year after COD; thereafter, the CUF for the Project shall remain unchanged for the entire term of the PPA:

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

29. Operation and Maintenance Expenses

The ceiling normative O&M expenses for the base year of the Review Period shall be Rs. 7.72 lakh per MW, for the purpose of tariff determination.

30. Tariff Determination in case of Re-powering of Wind Energy Power Project

30.1 A Project-specific tariff shall be determined by the Commission in case of Re-powering

of Wind Energy Power Project, subject to the following conditions, in addition to the conditions specified in Regulation 10.2 for determination of Project-specific tariff:

(a) The older wind turbines shall have been operational for at least 15 years of Useful Life since their commissioning:

Provided that based on cost economics, contracting Parties may agree for Re-powering of wind turbine, which has been operational for lower than 15 years;

(b) The Wind Energy Turbine/Project undergoing Re-powering would be exempted from honouring the terms of the Energy Purchase Agreement for the non-availability of generation from Wind Turbine/Project during the period of execution of Re-powering;

(c) The older wind turbines shall be replaced by newer wind turbines having either a higher name-plate capacity or higher CUF, and should result in a net increase in power generated from the same site;

(d) Detailed Project Report shall also clearly explain the rationale and benefits of Re-powering vis-à-vis setting up of a new project;

(e) Competitiveness of proposed tariff vis-à-vis tariff discovered through Competitive bidding/tariff prevalent in the market for similar RE project and adopted by the appropriate Commission.

Chapter 4: Technology-specific Parameters for Small/Mini/Micro Hydro Power Projects

31. Capital Cost

The Capital Cost for Small/Mini/Micro Hydro Power Projects shall include the Turbine Generator including its auxiliaries, land cost, site development charges and other civil works, resettlement and rehabilitation costs, if any, transportation charges, evacuation cost up to inter-connection point, financing charges and Interest during Construction:

Provided that the Commission shall approve the Capital Cost in case of project-specific tariff considering the prevalent market conditions.

32. Capacity Utilisation Factor

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

33. Auxiliary Consumption

The ceiling normative Auxiliary Consumption for Small/Mini/Micro Hydro Power Projects

shall be 1.0% for the purpose of tariff determination.

34. Operation and Maintenance Expenses

The ceiling 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)
Up to 500 kW	4.00% of the Capital Cost
Greater than 500 kW and up to and including 1 MW	4.00% of the Capital Cost
Greater than 1 MW and up to and including 5 MW	3.60% of the Capital Cost
Greater than 5 MW and up to and including 25 MW	2.80% of the Capital Cost

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

35. Applicability

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

35.2 The fuel-related aspects specified in Regulations 41 to 47 shall be applicable to both existing and new Biomass-based Power Projects:

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

36. Capital Cost

The Capital Cost for Biomass-based Power Projects shall include the 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:

Provided that the Commission shall approve the Capital Cost in case of project-specific tariff considering the prevalent market conditions.

37. Plant Load Factor

37.1 The minimum 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%.

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

38. Auxiliary Consumption

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

39. Station Heat Rate

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

40. Operation and Maintenance Expenses

The ceiling 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.

41. Fuel Mix

41.1 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, Refuse Derived Fuel (RDF), etc., or other biomass fuels as may be approved by MNRE.

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

42. Use of Fossil Fuel

42.1 The use of fossil fuels for Existing RE Projects shall be limited to the extent of 15% of the total fuel consumption on an annual basis.

42.2 Use of fossil fuels for generation shall not be allowed for New RE Projects, and the entire power has to be generated using biomass.

43. Monitoring of use of Fossil Fuel

43.1 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 the 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 for each fuel type (in tonnes);

f. Receipt of fuel quantity for each fuel type (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.

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

Provided that such defaulting Biomass-based Project shall continue to sell power to the Distribution Licensee during the period of default at a rate lower by Rs. 0.50/kWh below the applicable preferential tariff determined for the relevant year or the APPC or latest tariff discovered through Competitive Bidding, whichever is lower:

Provided further that if the period of such default exceeds 90 days at any point in the Useful Life of the Project, then the concerned Distribution Licensee shall have the option to terminate the EPA with effect from such date.

44. Compliance Monitoring for Biomass-based Power Projects

44.1 The Distribution Licensee shall be responsible for monitoring compliance with these Regulations by Biomass-based Power Projects from whom it is procuring power.

44.2 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.

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

44.4 The State Nodal Agency shall be responsible for ensuring compliance with these Regulations by Biomass-based Power Projects from whom the Distribution Licensees in the State are procuring power.

45. Calorific Value

45.1 The minimum average Calorific Value of the biomass fuel(s) used for the purpose of

determination of tariff for Existing Biomass-based Power Projects shall be 3611 kcal/kg.

45.2 The minimum average Calorific Value of the biomass fuel(s) used for the purpose of determination of tariff for New Biomass-based Power Projects shall be 3100 kcal/kg.

46. Fuel Price

The biomass fuel price for the first year of the Project shall be determined based on the prevailing prices of the fuel mix for each Project and based on an independent study by the Commission, and shall thereafter be linked to the indexation mechanism specified in Regulation 47:

Provided that the aspects such as disposal cost, opportunity cost in terms of alternative uses of the fuel, and Gross Calorific Value shall be considered, while determining the fuel price.

47. Fuel Price Indexation Mechanism

47.1 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 n^{th} year shall be computed as under:

$$VC_n = VC_1 x (P_n / P_1)$$

where,

VC_1 represents the Variable Charge based on Biomass Price P_1 for first year as specified under Regulation 46, and which shall be determined as under:

$$VC1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)}}{\text{Gross Calorific Value (GCV)}} \text{ x } \frac{1}{(1 - \text{Auxiliary Consumption Factor})} \text{ x } \frac{P1}{1000}$$

P_n = Price per tonne of biomass for the n^{th} 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 2020-21 as specified under Regulation 46;

47.2 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 based on an independent study by the Commission, or 5% per annum, as the Commission may consider appropriate.

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

48. 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).

49. Applicability

49.1 The ceiling performance norms specified in this Chapter shall be applicable only to new Non-Fossil Fuel-based Co-Generation projects commissioned after notification of these Regulations.

49.2 The fuel-related aspects specified under Regulations 55 to 58 and Regulations 60 to 62 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.

50. Capital Cost

The Capital Cost for Non-fossil fuel-based Co-Generation Projects shall include the 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:

Provided that the Commission shall approve the Capital Cost in case of project-specific tariff considering the prevalent market conditions.

51. Plant Load Factor

51.1 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%.

51.2 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%

52. Auxiliary Consumption

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

53. Station Heat Rate

The ceiling SHR for new non-fossil fuel-based Co-Generation Projects shall be 3600 kcal/kWh, for the purpose of tariff determination.

54. Operation and Maintenance Expenses

The ceiling 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.

55. Calorific Value

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

Provided that for the use of biomass fuels other than bagasse, the Calorific Value as specified in Regulation 45 shall be considered.

56. Fuel Price

The price of bagasse for the first year of the Project shall be determined based on the prevailing price of bagasse as assessed through an independent study by the Commission, and shall thereafter be linked to the indexation mechanism specified in Regulation 57:

Provided that the aspects such as disposal cost, opportunity cost in terms of alternative uses of the fuel, and Gross Calorific Value shall be considered, while determining the fuel price:

Provided further that for use of biomass other than bagasse, the biomass prices as specified under Regulation 46 shall be applicable.

57. Fuel Price Indexation Mechanism

57.1 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 n^{th} year shall be computed as under:

$$VC_n = VC_1 x (P_n / P_1)$$

where,

VC_1 represents the Variable Charge based on Bagasse Price P_1 for first year as specified under Regulation 56, and which shall be determined as under:

$$\boldsymbol{VC1} = \frac{Station\ Heat\ Rate\ (SHR)}{Gross\ Calorific\ Value\ (GCV)}\ x\ \frac{1}{(1 - Auxiliary\ Consumption\ Factor)}\ x\ \frac{P1}{1000}$$

P_n = Price per tonne of Bagasse for the n^{th} 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 2020-21 as specified under Regulation 56.

57.2 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 based on an independent study by the Commission, or 5% per annum, as the Commission may consider appropriate.

58. Fuel Mix and Co-Generation Project Capacity

58.1 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.

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

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

59. Use of Fossil Fuel

59.1 The use of fossil fuels for Existing RE Projects shall be limited to the extent of 15% of the total fuel consumption on an annual basis.

59.2 Use of fossil fuels for generation shall not be allowed for New RE Projects, and the entire power has to be generated using non-fossil fuels.

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

The provisions of Regulations 42 and 43 relating to Biomass-based Projects shall apply *mutatis mutandis* to Non-Fossil Fuel-based Co-Generation Projects.

61. Measurement and Verification Protocol for Compliance Monitoring

61.1 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 purchasing

Distribution Licensee.

61.2 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.

61.3 The Distribution Licensee shall scrutinise such Audit Reports so as to verify compliance by the Project.

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

61.5 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 (T_1, P_1, T_2, P_2,....T_n, P_n, etc.)

(e) The steam flow rates at 1,2, ...n (m_1, m_2,....m_n) are to be measured with on line steam flow meters, which 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.

61.6 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.

61.7 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.

61.8 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 the State Nodal Agency.

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

61.10 The State Nodal Agency shall ensure compliance with the provisions of Energy Audit by all the Co-Generation Projects in the State, and submit an annual Report on the compliance status, within three months of the end of each Financial Year.

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

62.1 The Distribution Licensee shall be responsible for monitoring compliance with these Regulations by Non-fossil Fuel-based Co-Generation Projects from whom it is procuring power.

62.2 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.

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

62.4 The State Nodal Agency shall be responsible for ensuring compliance with these Regulations by Non-fossil Fuel-based Co-Generation Projects from whom the Distribution Licensees in the State are procuring power.

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

63.1 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 or latest tariff discovered through Competitive Bidding or previous approved Generic tariff, whichever is lower.

Chapter 7: Technology-specific parameters for Utility-Scale Solar PV Power Projects and Solar Rooftop PV Power Projects

64. Technology Aspects

The norms specified under these Regulations shall be applicable for determination of project-specific tariff for Utility-Scale Solar PV Power Projects, using sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology as approved by MNRE:

Provided that for Solar Rooftop PV Power projects, the Generic Tariff shall be notified in accordance with the approach specified in Regulation 7.3.

65. Capital Cost

The Capital Cost of Utility-Scale Solar PV Power Projects shall include the cost of the solar PV modules, inverter, land cost, site development charges and other civil works, transportation charges, evacuation cost up to inter-connection point, financing charges and Interest during Construction:

Provided that the Commission shall approve the Capital Cost in case of project-specific tariff considering the prevalent market conditions.

66. Capacity Utilisation Factor

The minimum normative CUF for Utility-Scale Solar PV Projects for the first year shall be 28% for the purpose of tariff determination during this Review Period:

Provided that the Utility-Scale Solar PV Projects will be allowed to revise the same once within first year after COD; thereafter, the CUF for the Project shall remain unchanged for the entire term of the PPA.

67. Operation and Maintenance Expenses

The ceiling O&M Expenses for Utility Scale Solar PV Power Projects for the first year of the Review Period shall be Rs. 6 lakh/MW.

Chapter 8: Technology-specific parameters for Solar Thermal Power Projects

68. Technology Aspects

The ceiling 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.

69. Capital Cost

The Capital Cost for Solar Thermal Power Projects shall include the cost of the solar PV modules, inverter, land cost, site development charges and other civil works, transportation charges, evacuation cost up to inter-connection point, financing charges and Interest during Construction:

Provided that the Commission shall approve the Capital Cost in case of project-specific tariff considering the prevalent market conditions.

70. Capacity Utilisation Factor

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

71. Operation and Maintenance Expenses

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

72. Auxiliary Consumption

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

Chapter 9: Miscellaneous

73. 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.

74. 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.

75. 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.

76. Power to Amend

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

77. 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.

Mumbai
Dated: 30 December, 2019

(Abhijit Deshpande)
Secretary,
Maharashtra Electricity Regulatory Commission

ANNEXURE A

Form-1.1

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

Parameter Assumptions

S. No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head (2)	Unit	Assumptions
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 Lacs/MW	
3	**Sources of Fund**				
			Tariff Period	Years	
		Debt: Equity			
			Debt	%	
			Equity	%	
			Total Debt Amount	Rs Lacs	
			Total Equity Amout	Rs Lacs	
		Debt Component			
			Loan Amount	Rs Lacs	
			Repayment Period(incld Moratorium)	years	
			Interest Rate	%	
		Equity Component			
			Equity amount	Rs Lacs	
			Return on Equity	% p.a	
			RoE Period	Year	
			Weighted average of ROE		
			Discount Rate		
4	**Financial Assumptions**				
		Fiscal Assumptions			
			MAT Rate	%	
		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		Months	
		Maintenance Spare	(% of O&M exepenses)		
		Receivables for Debtors		Months	
		Interest On Working Capital		%	
6	**Operation & Maintenance**				
		Power Plant - Base Year		Rs Lakh	
		Total O & M Expenses Escalation		%	

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**																										

Levallised tariff corresponding to Useful life

Per Unit Cost of Generation	Unit																										
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																											
Levellised 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	MW	
			Auxillary Consumption during stablisation	%	
			Auxillary Consumption after stabilisation	%	
			PLF(Stablization for 6 months)	%	
			PLF(during first year after Stablization)	%	
			PLF(second year onwards)	%	
			Useful Life	Years	
2	**Project Cost**				
		Capital Cost/MW	Power Plant Cost	Rs Lacs/MW	
3	**Financial Assumptions**				
		Debt: Equity			
			Debt	%	
			Equity	%	
			Total Debt Amount	Rs Lacs	
			Total Equity Amout	Rs Lacs	
		Debt Component			
			Loan Amount	Rs Lacs	
			Repayment Period(incld Moratorium)	years	
			Interest Rate	%	
		Equity Component			
			Equity amount	Rs Lacs	
			Return on Equity	% p.a	
			RoE Period	Year	
			Discount Rate (equiv. to WACC)		
4	**Financial Assumptions**				
		Fiscal Assumptions			
			MAT Rate	%	
		Depreciation			
			Depreciation Rate(power plant)	%	
			Depreciation Rate 13th year onwards	%	
			Years for 5.83% depreciation rate		
5	**Working Capital**				
		For Fixed Charges			
		O&M Charges		Months	
		Maintenance Spare	(% of O&M exepenses)		
		Receivables for Debtors		Months	
		For Variable Charges			
		Biomass Stock		Months	
		Interest On Working Capital		%	
6	**Fuel Related Assumptions**				
		Heat Rate	After Stabilisation period	Kcal/kwh	
		Biomass			
			Base Price (FY 20-21)	Rs/T	
			GCV - Biomass	Kcal/kg	
7	**Operation & Maintenance**				
		Power Plant - Base Year		Rs Lakh	
		Total O & M Expenses Escalation		%	

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																					

Vaiable 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**																					

Levallised tariff corresponding to Useful life

Per Unit Cost of Generation	Unit	Levellised																				
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**																					

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

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

ANNEXURE B

Format of Monthly Statements by Biomass and Co-Generation Project Entities to State Nodal Agency

Template 1.1: Monthly Fuel Usage Statement

Name of the Project — For FY :
(Location, District) — Statement Date:
SNA / Utility Ref.No. — Project Code:
Installed Capacity (MW)
Date of Commissioning

Sr. No.	Month	Biomass Fuel-1 consumption (in Tonnes)			Biomass Fuel-2 consumption (in Tonnes)			Biomass Fuel-3 consumption (in Tonnes)			Fossil Fuel (Coal) consumption (in Tonnes)			% Fossil Fuel Consumption of Total Fuel Consumption	
		Type of fuel	During current month	Cumulative last 12 month	Type of fuel	During current month	Cumulative last 12 month	Type of fuel	During current month	Cumulative last 12 month	Grade of coal used	During current month	Cumulative last 12 month	During current month	Cumulative last 12 month
														(13)/(4+7+10 +13)	(14)/(5+8+11 +14)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	April														
2	May														
3	June														
4	July														
5	August														
6	September														
7	October														
8	November														
9	December														
10	January														
11	February														
12	March														

ANNEXURE B

Format of Monthly Statements by Biomass and Co-Generation Project Entities to State Nodal Agency

Template 1.2: Monthly Fuel Usage Statement

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

For FY :
Statement Date:
Project Code:

Sr. No.	Month	Energy Generation (kWh) during month		Cummulative Energy Generation (kWh) during FY till end of the month		Biomass Fuel-1 consumption (in Tonnes)			Biomass Fuel-2 consumption (in Tonnes)			Biomass Fuel-3 consumption (in Tonnes)			Fossil Fuel (Coal) consumption (in Tonnes)			% Fossil Fuel Consumption of Total Fuel Consumption	
						Type of fuel	During current month	Cumulative last 12 month	Type of fuel	During current month	Cumulative last 12 month	Type of fuel	During current month	Cumulative last 12 month	Grade of coal used	During current month	Cumulative last 12 month	During current month	Cumulative last 12 month
		Gross	Net	Gross	Net													(13)/(4+7+10 +13)	(14)/(5+8+11 +14)
1	2					3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	April																		
2	May																		
3	June																		
4	July																		
5	August																		
6	September																		
7	October																		
8	November																		
9	December																		
10	January																		
11	February																		
12	March																		

ANNEXURE B

Monthly Update

Template 2.1: Monthly Fuel Procurement Statement (1/2)

Name of the Project — ***For FY :***

(Location, District) — ***Statement Date:***

MEDA / Utility Ref.No. — ***Project Code:***

Installed Capacity (MW)

Date of Commissioning

Sr. No.	Month	Quantity of Fuel Procured (in tonnes)				Total Delivered cost of Fuel (in Rs Lakh)			
		Biomass Fuel -1	Biomass Fuel -2	Biomass Fuel -3	Fossile Fuel -4	Biomass Fuel -1	Biomass Fuel -2	Biomass Fuel -3	Fossile Fuel -4
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	April								
2	May								
3	June								
4	July								
5	August								
6	September								
7	October								
8	November								
9	December								
10	January								
11	February								
12	March								

ANNEXURE B

Template 2.2: Monthly Fuel Procurement Statement

Monthly Update

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

For FY :
Statement Date:
Project Code:

Sr.	**Month**	**Biomass Fuel-1 Procured**					**Biomass Fuel-2 Procured**					**Biomass Fuel-3 Procured**					**Fossile Fuel (Coal) Procured**				
		Cost to supplier	Storage cost	Handling cost	Transportation cost	Delivered cost of fuel	Cost to supplier	Storage cost	Handling cost	Transportation cost	Delivered cost of fuel	Cost to supplier	Storage cost	Handling cost	Transportation cost	Delivered cost of fuel	Cost to supplier	Storage cost	Handling cost	Transportation cost	Delivered cost of fuel
		Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	Rs./Ton	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																				

ON BEHALF OF GOVERNMENT PRINTING, STATIONERY AND PUBLICATION, PRINTED AND PUBLISHED BY DIRECTOR RUPENDRA DINESH MORE, PRINTED AT GOVERNMENT CENTRAL PRESS, 21-A, NETAJI SUBHASH ROAD, CHARNI ROAD, MUMBAI 400 004 AND PUBLISHED AT DIRECTORATE OF GOVERNMENT PRINTING, STATIONERY AND PUBLICATIONS, 21-A, NETAJI SUBHASH ROAD, CHARNI ROAD, MUMBAI 400 004 EDITOR : DIRECTOR RUPENDRA DINESH MORE.