



भारत का राजपत्र
The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग I—खण्ड 1

PART I—Section 1

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 39]

नई दिल्ली, बृहस्पतिवार, जनवरी 28, 2016/माघ 8, 1937

No. 39]

NEW DELHI, THURSDAY, JANUARY 28, 2016/MAGHA 8, 1937

विद्युत मंत्रालय

संकल्प

नई दिल्ली, 28 जनवरी, 2016

टैरिफ नीति

सं. 23/2/2005-आर एंड आर (खंड-IX).-1.0 प्रस्तावना

1.1 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3 का अनुपालन करते हुए, केंद्र सरकार ने दिनांक 6 जनवरी, 2006 को टैरिफ नीति अधिसूचित की। टैरिफ नीति में और संशोधन 31 मार्च, 2008, 20 जनवरी, 2011 और 08 जुलाई, 2011 को अधिसूचित किए गए थे। विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3(3) के अंतर्गत प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए केंद्र सरकार एतद्वारा भारत के राजपत्र में इस संकल्प के प्रकाशन की तारीख से प्रभावी किए जाने हेतु संशोधित टैरिफ नीति अधिसूचित करती है।

06 जनवरी, 2006 को अधिसूचित टैरिफ नीति के प्रावधानों के अंतर्गत तथा इसमें किए गए संशोधनों के अंतर्गत किसी भी किए गए कार्य अथवा की गई कार्रवाई अथवा तथाकथित किए गए अथवा किए जाने वाले कार्य के होते हुए भी, जहां तक कि इस नीति से असंगत नहीं हैं, उन्हें इस संशोधित नीति के प्रावधानों के अंतर्गत किया गया अथवा किया जाने वाला माना जाएगा।

1.2 राष्ट्रीय विद्युत नीति ने नयी उत्पादन क्षमता की अभिवृद्धि एवं प्रतिवर्ष विद्युत की प्रतिव्यक्ति उपलब्धता बढ़ाने का लक्ष्य निर्धारित किया है एवं न केवल ऊर्जा और व्यस्ततमकालीन कमी को दूर करने के लिए, बल्कि केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट स्पनिंग रिजर्व रखा जाना भी है। विद्युत क्षेत्र को आगामी पांच वर्षों में सभी घरों को सस्ती बिजली की उपलब्धता को सुगम बनाने हेतु चुनौती को भी पूरा करना है।

1.3 केन्द्र और राज्य सरकार, बजटीय संसाधनों से अपेक्षित धनराशि मुहैया कराने में असमर्थ हैं अतः विद्युत क्षेत्र में निवेश को आकर्षित करने के लिए निवेश पर उपयुक्त रिटर्न मुहैया कराना अनिवार्य है। देश के आर्थिक विकास में तेजी लाने और लोगों के जीवन स्तर में सुधार लाने का लक्ष्य प्राप्त करने हेतु

उपभोक्ताओं की विभिन्न श्रेणियों को उचित दर पर बिजली की उपलब्धता को सुनिश्चित कराना भी समान रूप से आवश्यक है।

- 1.4 क्षेत्र में पर्याप्त निवेशों को आकर्षित करने की जरूरत तथा उपभोक्ताओं हेतु औचित्यपूर्ण उपयोगकर्ता शुल्क (यूजर चार्ज) के बीच संतुलन को सुनिश्चित करना विनियामक प्रक्रिया के लिए गंभीर चुनौती है। विद्युत क्षेत्र का त्वरित विकास और आवश्यक निवेशों को आकर्षित करने की इसकी क्षमता के साथ-साथ पूरे देश में नियामक दृष्टिकोण का विस्तार करना अपेक्षित है। राज्यों की अधिक संख्या और विविधताओं पर विचार करते हुए दृष्टिकोण में निरंतरता अत्यंत आवश्यक है।

2.0 विधायी स्थिति

- 2.1 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3(1) के जरिए केन्द्र सरकार को टैरिफ नीति निरूपण का अधिकार दिया गया है। अधिनियम की धारा 3 (3) के जरिए केन्द्र सरकार को समय-समय पर टैरिफ नीति की समीक्षा अथवा संशोधित करने का अधिकार दिया गया है।
- 2.2 केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (सीईआरसी) और राज्य विद्युत विनियामक आयोग (एसईआरसी) विनियम निरूपण के साथ-साथ अपने कार्य निष्पादन में टैरिफ नीति से निर्देशित होंगे।
- 2.3 विनियामक आयोग, उत्पादन कंपनियों और पारेषण लाइसेंस धारकों के लिए टैरिफ के निर्धारण हेतु केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट सिद्धांतों और कार्य प्रणालियों से निर्देशित होंगे।
- 2.4 केन्द्र सरकार द्वारा अधिनियम के प्रावधान के अंतर्गत विनियामक मंच का गठन किया गया है, जो अन्य बातों के साथ-साथ विशेषकर वितरण के क्षेत्र में नीतिगत निरंतरता बनाए रखने में सहयोग करेगा।

3.0 नीति का विकास

टैरिफ नीति को राज्य सरकारों, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए), केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग और विभिन्न पणधारियों (स्टेक होल्डर्स) के साथ परामर्श करके तैयार किया गया है।

4.0 नीति के उद्देश्य

टैरिफ नीति के उद्देश्य निम्नानुसार हैं :

- (क) उपभोक्ताओं को उचित एवं प्रतिस्पर्धी दरों पर विद्युत की उपलब्धता सुनिश्चित करना;
- (ख) क्षेत्र की वित्तीय व्यवहार्यता सुनिश्चित करना और निवेश को आकर्षित करना;
- (ग) विनियामक क्षेत्राधिकार में पारदर्शिता, निरंतरता और पूर्वानुमेयता को बढ़ावा देना और विनियामक जोखिमों को कम करना;
- (घ) प्रचालन में प्रतिस्पर्धा, दक्षता का संवर्द्धन करना और आपूर्ति की गुणवत्ता में सुधार करना;
- (ङ) नवीकरणीय स्रोतों से विद्युत उत्पादन को प्रोत्साहित करना;
- (च) पर्याप्त व्यस्ततमकालीन रिजर्व, विश्वसनीय ग्रिड प्रचालन तथा विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों को एकीकरण प्रदान करने के लिए पम्पड स्टोरेज परियोजनाओं (पीएसपी) सहित जल विद्युत उत्पादन को बढ़ाना;
- (छ) बेहतर उपभोक्ता सेवाओं के लिए एक गतिशील और सुदृढ़ विद्युत अवसंरचना विकसित करना;
- (ज) उपभोक्ताओं की सभी श्रेणियों को पर्याप्त और निर्बाध विद्युत की आपूर्ति सुविधाजनक बनाना;
- (झ) उपभोक्ताओं को विद्युत आपूर्ति की विश्वसनीयता के लिए अग्रिम रूप से उत्पादन, पारेषण और वितरण में संचय सहित पर्याप्त क्षमता निर्माण सुनिश्चित करना।

5.0 टैरिफ के प्रति सामान्य दृष्टिकोण

5.1 विद्युत उद्योग के विभिन्न खंडों में प्रतिस्पर्धा का समावेश करना, विद्युत अधिनियम, 2003 की मुख्य विशेषताओं में से एक है। प्रतिस्पर्धा से पूंजी लागत में कमी तथा प्रचालन में दक्षता के जरिए उपभोक्ताओं को पर्याप्त लाभ होगा। इससे प्रतिस्पर्धात्मक रूप से मूल्य निर्धारण की सुविधा उपलब्ध होगी। केन्द्र सरकार ने वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा विद्युत उपलब्ध कराने हेतु बोली प्रक्रिया पर आधारित टैरिफ के विस्तृत निर्देश पहले ही जारी कर दिए हैं।

5.2 वितरण लाइसेंस धारकों द्वारा विद्युत की सभी भावी आवश्यकताओं को प्रतिस्पर्धात्मक रूप से प्राप्त किया जाता रहेगा सिवाय मौजूदा परियोजनाओं का विस्तार करने के मामले में, अथवा जहां पर चिन्हित किए गए विकासकर्ता के रूप में राज्य सरकार द्वारा नियंत्रणाधीन अथवा स्वामित्व वाली कंपनी हो और जहां पर विनियामकों को मानकों पर आधारित टैरिफ निर्धारण का सहारा लेना पड़ता हो बशर्ते कि इस प्रयोजनार्थ निजी विकासकर्ताओं द्वारा विद्युत उत्पादन क्षमता का विस्तार किया जाना एकबारगी अभिवृद्धि तक सीमित होगी जो कि विद्यमान क्षमता के 100% से अधिक नहीं होगी।

बशर्ते कि उपयुक्त आयोग, जैसा कि विद्युत अधिनियम, 2003 में परिभाषित है कि ऐसी विस्तार परियोजनाओं के मामले में, मौजूदा परियोजना की अवसंरचना और नई प्रौद्योगिकी की दक्षता साझा करने का लाभ टैरिफ के माध्यम से उपभोक्ताओं तक पहुँचाने को सुनिश्चित करेगा।

बशर्ते कि इसके अतिरिक्त राज्य सरकार राज्य में निवेश को बढ़ावा देने के लिए नीति अधिसूचित कर सकती है जिसके अंतर्गत उत्पादन संयंत्रों की स्थापना की अनुमति देते हुए जिसमें नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत शामिल हैं, से उस राज्य के वितरण लाइसेंसियों द्वारा अधिकतम 35% संस्थापित क्षमता का प्रापण किया जा सकता है और जिसके लिए विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 के अंतर्गत टैरिफ निर्धारित किया जा सकता है।

बशर्ते कि नीति के पैरा 5.11 (ज) में शामिल किसी भी प्रावधान के होते हुए भी, ऐसी 35% संस्थापित क्षमता के टैरिफ को एसईआरसी द्वारा निर्धारित किया जाएगा।

तथापि, राष्ट्रीय विद्युत नीति के पैरा 5.7.1 के अंतर्गत अनुमत दीर्घकालिक पीपीए से अलग 15% विद्युत, राज्य के वितरण लाइसेंसियों द्वारा प्रापण की जाने वाली 35% विद्युत में शामिल नहीं की जाएगी।

5.3 केंद्र सरकार द्वारा नियंत्रणाधीन अथवा इसके स्वामित्व वाली सभी नई विद्युत उत्पादन एवं पारेषण परियोजनाओं के टैरिफ का निर्धारण 6 जनवरी, 2006 को अधिसूचित टैरिफ नीति के अनुसार प्रतिस्पर्धात्मक बोली के आधार पर किया जाता रहेगा, जब तक कि अन्यथा केंद्र सरकार द्वारा मामला-दर-मामला आधार पर विनिर्दिष्ट न किए जाए।

इसके अतिरिक्त, अंतरा-राज्य पारेषण परियोजनाएं एक थ्रेशहोल्ड सीमा, जिसका निर्धारण एसईआरसी द्वारा किया जाएगा, से ज्यादा लागत वाली परियोजनाएं राज्य सरकार द्वारा प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया के माध्यम से विकसित की जाएंगी।

5.4 केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण तथा अन्य पणधारकों से परामर्श करके, छः माह के अंदर, कोल वाशरी रिजेक्ट्स का प्रयोग कर रही परियोजनाओं से विद्युत उत्पादन के टैरिफ के निर्धारण हेतु विनियमों को तैयार करेगा। इन विनियमों का राज्य विद्युत विनियामक आयोगों द्वारा भी पालन किया जाएगा।

बशर्ते, केंद्रीय/राज्य पीएसयू, सरकारी कंपनी और सरकारी कंपनी से भिन्न कंपनी, जिसमें सरकारी कंपनी से भिन्न कंपनी की प्रत्यक्ष रूप से अथवा इसकी किसी भी सहायक कंपनी या संबद्ध कंपनी के माध्यम से शेयरधारिता प्रदत्त शेयर पूंजी के 26% से ज्यादा नहीं होगी, वाले संयुक्त उपक्रम द्वारा कोल वाशरी

रिजेक्ट्स आधारित परियोजनाओं से विद्युत का प्रापण अधिनियम की धारा 62 के अंतर्गत किया जा सकता है।

5.5 पम्पड स्टोरेज प्लांट (पीएसपी) सहित जल विद्युत परियोजना के विकासकर्ता को दीर्घकालीन विद्युत क्रय करारों (पीपीए) के माध्यम से बेची जाने वाली विद्युत के लिए सेवा विनियमों की कार्यनिष्पादन आधारित लागत के आधार पर उपयुक्त आयोग द्वारा टैरिफ निर्धारित कराने का विकल्प होगा, यदि निम्नलिखित शर्तों को पूरा कर लिया जाता है:

(क) उपयुक्त आयोग संतुष्ट है कि एक पारदर्शी द्विस्तरीय प्रक्रिया अपनाने के पश्चात संबंधित राज्य सरकार द्वारा परियोजना स्थल का आबंटन किया गया है। प्रथम चरण वित्तीय क्षमता, समान आकार की अवसरचनात्मक परियोजनाओं को विकसित करने का विगत अनुभव, परियोजनाओं को समय पर तथा अनुमानित लागत, में तैयार करने का विगत ट्रेक रिकार्ड, टर्न-ओवर तथा कार्यनिष्पादन गारंटी को पूरा करने की योग्यता इत्यादि के मानकों के आधार पर पूर्व-अर्हता के लिए होना चाहिए। दूसरे चरण में, केवल एक सकल मात्रानिर्धारक पैरामीटर जैसा कि केंद्र सरकार द्वारा यथा अधिसूचित निःशुल्क विद्युत की प्रतिशतता से अधिक निःशुल्क विद्युत, राज्य सरकार को प्रदान की गई इक्विटी भागीदारी अथवा केंद्र सरकार द्वारा समय-समय पर अधिसूचित किए जाने वाले अन्य पैरामीटर के आधार पर बोलियां आमंत्रित की जाए।

(ख) के.वि.प्रा. की स्वीकृति (यदि अधिनियम की धारा 8 के तहत अपेक्षित हो) वित्तीय समापन, कार्य सौंपने और वितरण लाइसेंसधारियों के साथ नीचे (ग) में निर्धारित क्षमता को दीर्घकालीन पीपीए (35 वर्षों अथवा इससे अधिक अवधि के) करने के कार्य 15.08.2022 तक पूरे कर लिए जाएं।

(ग) कुल विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा का 60% या इससे ज्यादा, दीर्घावधि पीपीए के लिए निश्चित है और शेष मर्चेट विक्रय हेतु अनुमत है।

बशर्ते कि, वितरण लाइसेंसी उपयुक्त आयोग के अनुमोदन से अध्यक्षीन मौजूदा निबंधन एवं शर्तों पर दीर्घकालीन पीपीए की अवधि 35 वर्षों से अगले 15 वर्षों के लिए बढ़ा सकता है।

बशर्ते कि इस खंड में निहित प्रावधान पम्पड स्टोरेज प्लांट (पीएसपी) के लिए लागू नहीं होंगे।

(घ) परियोजना की सभी यूनिटों को शुरू करने के लिए समयावधि उपयुक्त आयोग द्वारा आरंभिक सूची के अनुमोदन की तारीख से 4 वर्ष निर्धारित होगी। तथापि उपयुक्त आयोग कारणों का लिखित में अभिलेखन करने के पश्चात् 100 मेगावाट क्षमता से अधिक की (जलाशय तथा रन-ऑफ-रिवर परियोजनाओं) जल विद्युत परियोजनाओं के लिए लंबी समयावधि निर्धारित कर सकेगा। चालू करने के निर्धारित समय की प्राप्ति हेतु दंड सहित सहमत समय सीमाओं का निर्धारण केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण के परामर्श से उपयुक्त आयोग द्वारा निश्चित किया जाएगा। उपयुक्त आयोग, निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी) तथा वित्त पोषण लागत (एफसी) को सीईए के अनुमोदन से, विलंब की अवधि, जो कि विकासकर्ता के कारण नहीं हुआ, तक ही पास-थ्रू कर सकेगा।

(ङ) उपकरण की आपूर्ति एवं परियोजना के निर्माण के लिए ठेका सौंपने का कार्य या तो टर्नकी के माध्यम से अथवा सुपरिभाषित पैकेजों के माध्यम से अंतर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्द्धी बोली के आधार पर किया जाता है।

5.6 ऊपर पैरा 5.5 में किसी भी बात के होते हुए भी 100 मेगावाट से ज्यादा की डिजाइन क्षमता वाली जल विद्युत परियोजनाओं, जिनके लिए स्थल को या तो पारदर्शी प्रक्रिया का पालन करते हुए तथा मानदंड के पूर्व-निर्धारित समुच्चय के आधार पर पहले अवाई किया जा चुका है, के विकासकर्ता के पास, अधिनियम की धारा 62 के अंतर्गत, लागत आधिक्य के आधार पर दीर्घकालीन पीपीए के माध्यम से बेची जाने वाली विद्युत के लिए उपयुक्त आयोग द्वारा टैरिफ निर्धारित करवाए जाने का विकल्प होगा।

- 5.7 पैरा 5.5 एवं 5.6 के अंदर शामिल परियोजनाओं के मामलों में उपयुक्त आयोग निम्नलिखित को सुनिश्चित करते हुए टैरिफ निर्धारित करेगा-
- (i) परियोजना स्थल आबंटित करने (अधिसूचित निःशुल्क विद्युत के अलावा) के लिए परियोजना विकासकर्ता द्वारा वहन किए गए अथवा वहन किए जाने के लिए प्रतिबद्ध कोई व्यय न तो परियोजना लागत में शामिल किया जाएगा और न ही इस प्रकार का कोई व्यय टैरिफ में शामिल किया जाएगा।
 - (ii) परियोजना लागत में परियोजना की अनुमोदित आर एंड आर योजना की लागत शामिल होगी जो निम्नलिखित के अनुसार होगी:
 - (क) वर्तमान में मान्य राष्ट्रीय पुनर्वास एवं पुनर्स्थापन नीति;
 - (ख) आर एंड आर पैकेज जैसा कि परिशिष्ट के रूप में संलग्न है।
 - (iii) वार्षिक निर्धारित प्रभार कुल विक्रय योग्य, डिजाइन ऊर्जा के संबंध में दीर्घावधि पीपीए के आधार पर टाई-अप की गई विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा के लिए आनुपातिक रूप से ली जाएगी जिसे कुल विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा के निम्नलिखित को घटाकर प्राप्त किया जाएगा।
 - (क) मेजबान राज्य तथा राइपेरियन राज्य के लिए समय-समय पर केंद्र सरकार द्वारा अधिसूचित अनुसार निःशुल्क विद्युत तथा राज्य सरकार द्वारा गठित स्थानीय क्षेत्र विकास निधि के लिए अंशदान हेतु प्रतिशतता। इस निःशुल्क विद्युत को राज्य सरकार के निर्णय के अनुसार वितरित किया जाए।
 - (ख) आरंभन की तारीख से 10 वर्ष की अवधि के लिए नामोदिष्ट पुनर्स्थापन क्षेत्र/परियोजना क्षेत्रों में वितरण लाइसेंस के माध्यम से राज्य सरकार द्वारा अधिसूचित प्रत्येक परियोजना प्रभावित परिवार को प्रत्येक माह 100 यूनिट बिजली के बराबर ऊर्जा निःशुल्क प्रदान की जाएगी।
- 5.8 उपयुक्त आयोग, प्रारंभिक वर्षों में, टैरिफ भार को कम करने के क्रम में दीर्घकालीन वित्तीय लिखतों का प्रयोग करने के लिए जल विद्युत परियोजनाओं (एचईपी) के विकासकर्ताओं को प्रोत्साहित करने हेतु उपयुक्त विनियामक संरचना की व्यवस्था करेगा।
- 5.9 प्रतिस्पर्धा का वास्तविक लाभ उपयुक्त बाजार परिस्थितियां उत्पन्न होने पर ही उपलब्ध होगा। विद्युत आपूर्ति की कमी को नियंत्रित करने की जरूरत होगी। विभिन्न निष्पादनकर्ता प्रतिस्पर्धा के जरिए सेवा की गुणवत्ता में वृद्धि करेंगे। विद्युत उद्योग को उस स्थिति में लाने हेतु सभी प्रयास किए जाने की जरूरत होगी जिसमें उपभोक्ताओं के समग्र हितों की रक्षा हो। पारेषण और वितरण अर्थात् वायर के व्यवसाय को प्राकृतिक एकाधिकार की विशेषताओं के कारण अंतर्राष्ट्रीय रूप से मान्यता प्राप्त है, जिसमें लागत की संवीक्षा के आधार पर रेगुलेटेड रिटर्न में जटिलताएं अंतर्निहित हैं।
- 5.10 उपभोक्ता का हित विद्युत उत्पादन, पारेषण एवं वितरण जैसी संपूर्ण मूल्य श्रंखला की व्यवहार्यता तथा सततता को सुनिश्चित करने और ठीक इसी समय उपभोक्ताओं को उचित मूल्य पर विद्युत आपूर्ति किए जाने को सुगम बनाने से सर्वोत्तम रूप से पूरा होता है। इन उद्देश्यों को हासिल करने के लिए उपयुक्त सरकार द्वारा समय-समय पर वित्तीय टर्न-अराउंड/पुनःसंरचना योजनाएं अनुमोदित की जाती हैं। उपयुक्त सरकार तथा उपयुक्त आयोग ऐसी योजनाएं कार्यान्वित करते समय सभी विवेकपूर्ण लागतों की वसूली के संदर्भ में, उत्पादन, पारेषण एवं वितरण की व्यवहार्यता सुनिश्चित करेंगे।
- 5.11 उत्पादन, पारेषण तथा वितरण के सामान्य पहलुओं के संदर्भ में सेवा नियमन की निष्पादन आधारित लागत हेतु टैरिफ नीति निम्नांकित फ्रेमवर्क प्रस्तुत करती है। पैरा 6.1 और पैरा 7.1(6) में संदर्भित प्रतिस्पर्धात्मक बोली वाली परियोजनाओं के लिए ये फ्रेमवर्क लागू नहीं होंगे। क्षेत्रगत पहलुओं पर उत्तरवर्ती खंडों में विचार किया गया है।

(क) निवेश पर रिटर्न

रिटर्न की दर को तय करते समय उपभोक्ताओं के हितों और निवेश की जरूरत के मध्य संतुलन की जरूरत है। रिटर्न द्वारा निवेश को आकर्षित करने के लिए यदि विद्युत क्षेत्र को वरीयता प्राप्त न हो तो भी उसे अन्य क्षेत्रों के बराबर रखा जाए ताकि विद्युत क्षेत्र पर्याप्त क्षमता का सृजन करने में समर्थ हो सके। रिटर्न दर ऐसी होनी चाहिए जिसमें सेक्टर का विकास करने में उचित सरप्लस उत्पादन की गुंजाइश हो।

केन्द्रीय आयोग समग्र जोखिम और पूंजी की प्रचालित लागत को ध्यान में रखते हुए उत्पादन तथा पारेषण परियोजनाओं के लिए इक्विटी पर रिटर्न दर को समय-समय पर अधिसूचित करेगा, जिसका एसईआरसी द्वारा भी अनुसरण किया जाएगा। पारेषण के लिए सीईआरसी द्वारा अधिसूचित रिटर्न दर को एसईआरसी द्वारा वितरण के लिए उपयुक्त संशोधन के साथ अपनाया जा सकता है, ऐसा करते समय जोखिमों को भी ध्यान में रखा जाएगा। इस मामले में समान दृष्टिकोण हेतु विनियामक मंच के माध्यम से आम सहमति बनाना वांछनीय होगा।

परियोजना की सम्पूर्ण पूंजीगत लागत की अनुमति प्रदान करते समय यथोचित आयोग यह सुनिश्चित करेगा कि ये युक्तिसंगत है और इस लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए विनियामक आयोगों द्वारा पूंजीगत लागत संबंधी अपेक्षित बेंचमार्कों को तैयार किया जाना चाहिए। केन्द्रीय आयोग इक्विटी पर रिटर्न अथवा पूंजी पर रिटर्न, जो भी उपभोक्ताओं के हित में उचित समझा जाए, दृष्टिकोण अपना सकता है।

राज्य आयोग उपयुक्त समय पर वितरण व्यवसाय में रिटर्न के लिए "वितरण और आपूर्ति मार्जिन" पर विचार कर सकता है। राज्य आयोग विस्तृत अध्ययन के आधार पर मूल्य कैप विनियम पर भी विचार कर सकता है। विनियामक मंच को इस संबंध में एक व्यापक दृष्टिकोण विकसित करना चाहिए। ऐसा प्रस्ताव तैयार करते समय विचार-विमर्श में अन्य बातों के साथ साथ कुल तकनीकी एवं वाणिज्यिक हानियों में कमी करना, कार्य निष्पादन मानकों में सुधार करना और आपूर्ति लागत में कमी करना जैसे मुद्दों को शामिल किया जायेगा।

(ख) इक्विटी मानदंड

परियोजनाओं की पूंजीगत लागत की वित्त-व्यवस्था के लिए 70:30 का ऋण:इक्विटी अनुपात अपनाया जाना चाहिए। प्रवर्तक, इक्विटी निवेशों की उच्चतर मात्रा प्राप्त करने के लिए स्वतंत्र होंगे। इक्विटी इस मानदंड से अधिक होने पर, इसे ब्याज की औसत भारित दर पर और ब्याज दरों की उपयुक्तता सुनिश्चित करने के पश्चात परियोजना के दीर्घावधिक ऋण घटक की औसत भारित टैरिफ के लिए और की गई ऋण पुनर्संरचना, यदि कोई हो, के प्रभाव को ध्यान में रखते हुए अग्रिम ऋण माना जाए। यदि इक्विटी, नियामक स्तर से कम हो तो टैरिफ परिकलन में इक्विटी पर रिटर्न के निर्धारण के लिए वास्तविक इक्विटी को प्रयोग में लाया जाएगा।

(ग) मूल्यहास

केन्द्रीय आयोग, उत्पादन और पारेषण परिसम्पत्तियों के हास दरों को अधिसूचित कर सकता है। अधिसूचित की गई ऐसी हास दरें विनियामक मंच द्वारा किए गए उचित संशोधन के साथ वितरण परिसंपत्तियों के लिए भी लागू की जाएगी।

बशर्ते कि, उपयुक्त आयोग परियोजना के उपयोगी कार्यकाल के दौरान लागू किए जाने वाले मूल्यहास की दर की ऊपरी सीमा टैरिफ निर्धारण के उद्देश्य से निर्दिष्ट करेगा और विकासकर्ता के पास, टैरिफ का अनुमोदन मांगते समय, उक्त सीमा के अधीन मूल्यहास की निम्न दर दर्शाने का विकल्प होगा।

मूल्यहास की अधिसूचित दरें टैरिफों और लेखांकन के प्रयोजन हेतु भी लागू होंगी।

मूल्यहास के विरुद्ध किसी अग्रिम की जरूरत नहीं होनी चाहिए।

परिसंपत्तियों के पूर्ण मूल्यहास के पश्चात् कम किए गए टैरिफ का लाभ उपभोक्ताओं को मिलते रहना चाहिए।

उपर्युक्त के होते हुए भी, जिस उत्पादन कंपनी के उन संयंत्रों जिनका पीपीए समाप्त हो चुका हो, या उन संयंत्रों जिनका उपयोगी जीवनकाल पूरा हो चुका है, की विद्युत को उन नवीकरणीय उत्पादन संयंत्रों की विद्युत के साथ मिलाया जा सकता है जो बोली की प्रक्रिया के माध्यम से स्थापित किए जाने हैं अथवा जिन संयंत्रों की स्थापना के लिए उपस्कर का प्रापण प्रतिस्पर्धात्मक बोली के माध्यम से किया जाता है। ऐसे मामलों में, ऐसे संयंत्रों की विद्युत की उपयुक्त सरकार द्वारा निर्धारित किए जाने वाले सिद्धांतों पर नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादक संयंत्रों से विद्युत खरीद रहे लाभग्राहियों को पुनःआबंटित किया जा सकता है। आबद्धकर निकाय जो अंततः ऐसी विद्युत खरीदते हैं, वे नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादक संयंत्रों से खरीदी गई विद्युत की मात्रा को, अपने नवीकरणीय क्रय दायित्व मानेंगे।

ऐसे पारंपरिक तथा नवीकरणीय उत्पादक संयंत्रों का अनुसूचीकरण एवं प्रेषण पृथक रूप से किया जाएगा।

(घ) ऋण की लागत

टैरिफ घटाने के मद्देनजर ऋण की अवधि समेत उसकी संरचना को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए। ऋण की अनुवर्ती पुनर्संरचना के कारण लागतों में बचत को विनियामक आयोगों द्वारा उपभोक्ताओं के हितों का ध्यान रखते हुए प्रोत्साहित किया जाना चाहिए।

(ङ.) विदेशी विनिमय जोखिम प्रबंधन की लागत:

विदेशी विनिमय की भिन्नता संबंधी जोखिम पास थू नहीं होंगे। तथापि, विदेशी मुद्राओं में प्राप्त ऋणों के संबंध में विदेशी विनिमय भिन्नताओं को रोकने के लिए यथाचित लागतों की अनुमति होनी चाहिए। यह प्रावधान केवल उन परियोजनाओं के लिए होना चाहिए जहाँ कि टैरिफ का निर्धारण प्रतिस्पर्धात्मक बोली के आधार पर नहीं किया गया है।

(च) प्रचालन मानदंड

उपभोक्ताओं के साथ दक्षतापूर्वक प्रचालनों का लाभ शेयर करने हेतु प्रोत्साहन और अप्रोत्साहन को ध्यान में रखते हुए उपयुक्त निष्पादन मानदंड विकसित किए जाने की जरूरत होगी। पैरा 5.11(ज)(2) में उल्लिखित मामलों को छोड़कर टैरिफ में प्रचालन पैरामीटर को केवल "नियामक स्तर" पर होना चाहिए और "नियामक और वास्तविकता के स्तर से कम" का नहीं होना चाहिए। प्रचालन संबंधी बेहतर निष्पादन के लिए इसे प्रोत्साहित किया जाना जरूरी है। मानदंड विगत निष्पादन से जुड़े हुए उत्तरोत्तर दक्षताओं को प्रतिबिंबित करते हुए, ईंधन, बेहतर उपकरणों का संग्रहण, प्रचालनों की प्रकृति, उपभोक्ताओं आदि को दी जाने वाली सेवा के स्तर पर भी प्रौद्योगिकी नवीनता लिए हुए होने चाहिए। सतत् एवं प्रमाणित अक्षमता को नियंत्रित एवं दंडित किया जाना चाहिए।

केन्द्रीय आयोग, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के परामर्श से उत्पादन और पारेषण हेतु समय-समय पर प्रचालनगत मानदंडों को अधिसूचित करेगा। राज्य विद्युत विनियामक आयोग (एसईआरसी) इन मानदंडों को अपनाएगा। उन मामलों में, जहां पर पिछले कई वर्षों से मानदंड अत्यंत कम होने की स्थिति में राज्य विद्युत विनियामक आयोग, उचित रूप से आसान मानदंड निर्धारित कर सकते हैं और केन्द्रीय आयोग द्वारा अधिसूचित किए गए मानदंडों को प्राप्त करने के लिए समय रहते ही तरीका बदल सकते हैं, अथवा इस संबंध में प्राधिकरण द्वारा विनिर्दिष्ट मानकों के अनुरूप उन्हें चरणबद्ध ढंग से हटा सकते हैं।

वितरण नेटवर्क हेतु प्रचालन मानदंडों को संबंधित राज्य विद्युत विनियामक आयोग द्वारा अधिसूचित किया जाएगा। एकरूपता के लिए, विनियामक मंच राज्य विनिर्दिष्ट विशिष्टताओं को ध्यान में रखते हुए मॉडल दिशा-निर्देश तैयार करें।

(छ) नवीकरण और आधुनिकीकरण

उच्चतर दक्षता स्तरों के लिए उत्पादन संयंत्रों (पवन ऊर्जा उत्पादन संयंत्रों के पुनःशक्तिकरण सहित) के लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण को प्रोत्साहित किए जाने की जरूरत है, चाहे इन्होंने अपना उपयोगी कार्यकाल पूरा न

भी किया हो। इसमें आवधिक मरम्मत शामिल नहीं है। बहुवर्षीय टैरिफ (एमवाईटी) फ्रेमवर्क का निर्धारण किया जाए, जिसमें नवीकरण और आधुनिकीकरण के लिए आवश्यक पूंजीगत निवेश शामिल हों, साथ ही जिसमें यथोचित आयोग द्वारा निर्धारित किए जाने वाले विशेष व संशोधित निष्पादन मानकों के संबंध में यूटिलिटियों एवं लाभार्थियों के बीच दक्षता सुधार के लाभों का आदान-प्रदान करने संबंधी प्रोत्साहन ढांचा भी शामिल हो। पूर्व निर्धारित दक्षता लाभों के लिए अपेक्षित पूंजी लागत और उच्चस्तरीय निष्पादन को बनाए रखने के लिए जरूरी है कि उपयुक्त आयोग इसका मूल्यांकन करे।

(ज) बहुवर्षीय टैरिफ

1) अधिनियम की धारा 61 के अनुसार टैरिफ निर्धारण के लिए निबंधन एवं शर्तों के लिए उपयुक्त आयोग अन्य बातों के साथ-साथ बहुवर्षीय टैरिफ (एमवाईटी) सिद्धान्तों से निर्देशित होगा। फ्रेमवर्क में 5 वर्ष की नियंत्रण अवधि होनी चाहिए। आंकड़ों संबंधी अनिश्चितता व अन्य व्यावहारिक कारणों से विनियामक आयोग द्वारा जरूरी माने जाने पर पारेषण व वितरण के लिए आरंभिक तौर पर तीन वर्ष की नियंत्रण अवधि भी हो सकती है। विश्वसनीय आंकड़ों के अभाव वाले मामलों में उपयुक्त आयोग प्रथम नियंत्रण अवधि के लिए एमवाईटी में अनुमान प्रस्तुत कर सकता है तथा और अधिक विश्वसनीय आंकड़े प्राप्त होने पर नियंत्रण अवधि नये सिरे से शुरू हो सकती है।

2) ऐसे मामले जहां पर प्रचालन पिछले कई वर्षों से मानदंड से काफी कम है वहां पर राजस्व जरूरत निर्धारित करने संबंधी व्यवस्था अपेक्षित स्तर की बजाय " लचीले " स्तर की होनी चाहिए। अपेक्षित निष्पादन मानक प्राप्त करने के लिए उपयुक्त बेंचमार्किंग अध्ययन आयोजित किए जायें। न्यूनतम सेवा संबंधी मानकों को पूरा करने के लिए आवश्यक पूंजीगत व्यय के निमित्त प्रत्येक यूटिलिटी के लिए पृथक से अध्ययनों की जरूरत होगी।

3) एक बार नियंत्रण अवधि की शुरुआत में राजस्व जरूरत तय हो जाने के पश्चात् विनियामक आयोग को निवेश लागत घटकों के बजाय उत्पादन विनियमन पर ध्यान देना चाहिए। नियंत्रण अवधि की समाप्ति पर निष्पादन की व्यापक समीक्षा की जाए ।

4) विगत लागतों के बोझ से भावी उपभोक्ताओं को बचाने के लिए नियंत्रित न की जा सकने वाली लागतों को तेजी से वसूल किया जाना चाहिए। नियंत्रित न की जा सकने वाली लागतों (सीमित नहीं) में ये शामिल हैं- ईंधन लागत, मुद्रास्फीति के कारण लागत, कर एवं उपकर, विपरीत प्राकृतिक घटनाओं के मामले समेत विद्युत क्रय यूनिट लागतों में भिन्नता।

5) विनियामक आयोग सूचना देने के बारे में स्पष्ट दिशा-निर्देश व नियम बनाएं। अधिनियम की धारा 62(2) उपयुक्त आयोग को यह अधिकार प्रदान करती है कि वह टैरिफ निर्धारण के लिए उत्पादन, पारेषण व वितरण के बारे में विनिर्दिष्ट पृथक ब्योरों को दर्शाने के लिए लाइसेंसधारकों से कहे।

(झ) क्लीन डेवलेपमेंट मैकेनिज्म (सीडीएम) के अंतर्गत लाभ

ऐसी सभी विद्युत परियोजनाओं (उत्पादन पारेषण व वितरण) जो संबंधित बेस लाईन की तुलना में ग्रीनहाउस गैस (जीएचजी) का अपेक्षाकृत कम उत्सर्जन करती हैं, के लिए टैरिफ निर्धारित करते समय क्लीन डेवलेपमेंट मैकेनिज्म (सीडीएम) से प्राप्त लाभों को भी इस प्रकार ध्यान में रखा जाना चाहिए ताकि परियोजना विकासकों को पर्याप्त प्रोत्साहन प्रदान किया जा सके।

(ञ) कंपोजिट स्कीम

अधिनियम की धारा 79 (1) की उपधारा (ख) में व्यवस्था की गई है कि केंद्रीय आयोग उत्पादन कंपनी के टैरिफ को नियंत्रित करेगा, यदि वह उत्पादन कंपनी एक से अधिक राज्यों में विद्युत के उत्पादन एवं विक्रय हेतु एक कंपोजिट स्कीम में शामिल होती है अथवा अन्यथा उसके पास एक कंपोजिट स्कीम हो।

स्पष्टीकरण: अधिनियम की धारा 79(1) के अंतर्गत विनिर्दिष्ट कंपोजिट स्कीम का अर्थ होगा - जिस राज्य में ऐसी परियोजना स्थित है, उससे बाहर वितरण लाइसेंस को परियोजना की न्यूनतम 10% क्षमता के विक्रय के लिए

परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (परियोजना की अंतिम इकाई की सीओडी परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि मानी जाएगी) से पहले दीर्घकालीन अथवा मध्यमकालीन पीपीए पर हस्ताक्षर करने वाली उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत का उत्पादन एवं विक्रय एक से ज्यादा राज्य में करने वाली स्कीम।

5.12 जैसा कि विदित है कि राज्य सरकारों के पास विद्युत क्रय और उपभोग पर शुल्क, कर और उपकर लगाने के अधिकार होते हैं, ये संसाधनों का इष्टतम उपयोग एवं प्रतिस्पर्धा को प्रभावपूर्ण ढंग से विकृत कर सकता है, विशेष रूप से जब इन करों का उपयोग चयनित आधार पर और असमान रूप से किया जाए।

कुछ मामलों में विद्युत खपत संबंधी शुल्कों आदि को उत्पादन (यथा कैप्टिव उत्पादन) आदि से जोड़ा जाता है और लगाए गए शुल्कों का स्तर ग्रिड से विद्युत लेने वाले उसी श्रेणी के उपभोक्ताओं पर लगाए जा रहे शुल्क की तुलना में काफी अधिक होता है। इस प्रकार का भेदभाव पक्षपातपूर्ण और अनुपयुक्त है। कैप्टिव उत्पादन को पूर्ण स्वतंत्रता देने का प्रयोजन यह है कि उद्योग विश्वसनीय, गुणवत्तापरक और किफायती विद्युत प्राप्त कर सकें। विशेषतया उपभोक्ता समूह द्वारा स्थापित किए जा सकने वाले कैप्टिव विद्युत संयंत्रों संबंधी प्रावधानों को इस लक्ष्य को ध्यान में रखकर मान्यता दी गई है कि देश भर में लघु एवं मध्यम उद्योगों के विस्तार से तीव्र आर्थिक विकास को गति मिलेगी और बड़े पैमाने पर रोजगार के अवसर पैदा होंगे।

उपभोक्ताओं को उचित और प्रतिस्पर्धात्मक कीमतों पर विद्युत उपलब्ध कराने संबंधी लक्ष्य की प्राप्ति हेतु जरूरी है कि ऐसे शुल्कों को उचित स्तर पर रखा जाए।

5.13 अधिनियम में, एक मेगावाट या इससे अधिक के उपभोक्ताओं के लिए समयबद्ध ढंग से खुली पहुँच प्रारंभ करने की व्यवस्था है। विनियामक आयोग अधिनियम के प्रावधानों के अनुसार, उपभोक्ताओं की विभिन्न श्रेणियों के लिए खुली पहुँच प्रारंभ करेंगे।

6.0 उत्पादन

मांग में अनुमानित वृद्धि को पूरा करने के लिए उत्पादन क्षमता क्षेत्र का त्वरित विकास आवश्यक है। विद्युत बाजारों की दक्ष कार्यप्रणाली के लिए पर्याप्त उत्पादन भी जरूरी है। साथ ही, उपभोक्ता हितों की रक्षा के लिए नई क्षमता अभिवृद्धि पर अत्यन्त किफायती दरों पर विद्युत का वितरण सुनिश्चित किया जाए। इन उद्देश्यों की पूर्ति हेतु यह नीति निम्नांकित उपाय निर्धारित करती है।

6.1 विद्युत की प्राप्ति

जैसा कि पैरा 5.1 में निर्धारित है, भावी जरूरतों की दृष्टि से विद्युत अर्जन, केंद्र सरकार द्वारा समय-समय पर जारी दिशा-निर्देशों के आलोक में पारदर्शी प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया के जरिए होना चाहिए। इन दिशानिर्देशों में आधारभूत भार जरूरत और व्यस्ततमकालीन भार जरूरतों के लिए पृथक से विद्युत अर्जन व्यवस्था है। इससे इस प्रकार की ऐसी जरूरतों को पूरा करने के लिए उत्पादन क्षमता बढ़ोत्तरी में मदद मिलेगी।

तथापि, दिनांक 19 जनवरी, 2005 के दिशानिर्देशों के अनुसार कुछ प्रतिस्पर्धात्मक बोली परियोजनाओं में कोल इंडिया लिमिटेड (सीआईएल) से कोयले की अपेक्षित मात्रा प्राप्त करने में कठिनाइयां आई हैं। आश्वासन पत्र/एफएसए में दर्शाई गई मात्रा की तुलना में सीआईएल द्वारा आपूर्ति किए गए घरेलू कोयले की कम मात्रा की स्थिति में, कमी को पूरा करने के लिए अधिप्राप्त आयातित/बाजार आधारित ई-नीलामी वाले कोयले की लागत पर दिनांक 31.7.2013 के कार्यालय ज्ञापन संख्या एफयू-12/2011-आईपीसी (वालयूम-III) में विद्युत मंत्रालय द्वारा जारी की गई परामर्शिका के अनुसार मामला दर मामला आधार पर उपयुक्त आयोग द्वारा पास-थ्रू बनाए जाने पर विचार किया जाएगा।

6.2 टैरिफ ढांचा और संबद्ध मामले

(1) मैरिट आर्डर डिस्पैच को सरल बनाने के लिए सभी दीर्घावधिक और मध्यावधिक अनुबंधों के लिए द्वि-भागीय टैरिफ ढांचा अपनाया जाना चाहिए। राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार उपलब्धता आधारित टैरिफ (एबीटी) को राज्य स्तर पर भी आरंभ किया जाना है। इस ढांचे का उत्पादन स्टेशनों (एसईआरसी द्वारा यथा निर्धारित क्षमताओं

वाले ग्रिड से जुड़े कैप्टिव संयंत्रों समेत) तक विस्तार किया जाएगा। उपयुक्त आयोग बेहतर भार प्रबंधन के लिए व्यवस्ततम व गैर-व्यस्ततमकालीन घंटों के लिए निर्धारित प्रभार की पृथक दरें दो वर्षों की अवधि के भीतर करेगा।

विद्युत स्टेशनों से हर समय उपलब्ध रहने और प्रेषण हेतु तैयार रहने की अपेक्षा की जाती है। विद्युत क्रय करार (पीपीए) में वर्णित किसी प्रावधान के होते हुए भी, विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 के अंतर्गत विनियमित टैरिफ के आधार पर उत्पादन स्टेशनों की गैर मांग वाली उत्पादन क्षमता के बेहतर उपयोग को सुनिश्चित करने के लिए प्राप्तकर्ता द्वारा विद्युत की मांग न किए जाने की स्थिति में, दिन के 00:00 घंटों से कम से कम 24 घंटे पहले और उसकी मात्रा के बारे में सूचना देगा ताकि उत्पादन केंद्र, इस संबंध में केंद्र सरकार द्वारा निर्धारित नीति के अनुरूप इसे बाजार में बेच सकें। विकासकर्ता और पीपीए पर हस्ताक्षर करने वाले प्राप्तकर्ता, यदि पीपीए में पहले से ही व्यवस्था नहीं की गई है तो आपस में की गई सहमति के आधार पर बाजार में, इस प्रकार की मांग न की गई विद्युत के विक्रय, यदि कोई है, से प्राप्त होने वाले लाभों में 50:50 के अनुपात की हिस्सेदारी करेंगे। इस प्रकार के लाभ की गणना ऐसी विद्युत और ईंधन प्रभार के बिक्री मूल्य के बीच अंतर के रूप में की जाएगी। तथापि, यह सुनिश्चित किया जाए कि ऐसी मर्चेट बिक्री के परिणामस्वरूप मूल लाभार्थी (लाभार्थियों को) उच्चतम औसत ऊर्जा के रूप में जिसमें मर्चेट बिक्री को छोड़कर भुगतान योग्य ऊर्जा प्रभार शामिल है, पर प्रतिकूल प्रभाव न पड़े। अधिनियम की धारा 63 के अंतर्गत परियोजनाओं के लिए ऐसी बिक्री की प्रणाली को उपयुक्त आयोग द्वारा प्रापक तथा उत्पादक के बीच परस्पर रूप से सहमत शर्तों पर निर्धारित किया जाएगा, अथवा जब तक कि यदि पहले से ही पीपीए में विनिर्दिष्ट न हो।

(2) विद्युत खरीद समझौते में उत्पादन कंपनियों के लिए पर्याप्त एवं बैंक ग्राह्य भुगतान सुरक्षा प्रबंध सुनिश्चित किया जाना चाहिए। लैटर ऑफ क्रेडिट, एस्क्रो ऑफ कैश फ्लों आदि जैसी उपलब्ध भुगतान सुरक्षा तंत्र के बावजूद भी पीपीए के अनुसार सहमत टैरिफ के भुगतान की लगातार डिफॉल्ट के मामले में उत्पादन कंपनियां दूसरे क्रेताओं को ऐसी विद्युत बिक्री कर सकती है।

(3) कोयला आधारित उत्पादन केंद्रों के मामले में कोल वाशरीज़, कोयला हितकारी प्रणाली, शुष्क राख लदान एवं निपटान प्रणाली स्थापना की उपयुक्त लागत भी परियोजना लागत में शामिल होगी।

(4) बोलियां अवाई किए जाने के बाद यदि केंद्र सरकार, राज्य सरकारों/संघ राज्य क्षेत्रों अथवा अन्य किसी सरकारी तंत्र द्वारा लगाए गए घरेलू शुल्कों, लेवीज, उपकरों और करों जिनसे लागत में तदनुसार परिवर्तन होते हैं, तो इसे "विधि में परिवर्तन" के रूप में माना जाएगा जब तक कि पीपीए में अन्यथा प्रावधान न हो, इसे उपयुक्त आयोग के अनुमोदन के अध्यक्षीन पास-थू के रूप में अनुमति दी जाए।

(5) नगर पालिका/स्थानीय निकायों/समान संगठन के 50 किलोमीटर के दायरे के भीतर आने वाले विद्यमान संयंत्रों सहित ताप विद्युत संयंत्र (संयंत्रों), इन निकायों के सीवेज ट्रीटमेंट प्लांट के निकटता के क्रम में उत्पादित शोधित सीवेज जल का अनिवार्यतः प्रयोग करेंगे और इस कारण संबद्ध लागत की टैरिफ में पास-थू की अनुमति होगी। सीवेज ट्रीटमेंट प्लांट द्वारा आपूर्ति की कमी की स्थिति में ऐसे थर्मल संयंत्र अपनी आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए पानी के बैकअप स्रोत को भी सुनिश्चित करेंगे। इस कारण संबद्ध लागत, स्थिर लागत में शामिल होगी ताकि ऐसे ताप विद्युत संयंत्र का मैरिट ऑर्डर बाधित न हो। सीवेज ट्रीटमेंट प्लांट को विद्युत संयंत्र के विकासकर्ता के परामर्श से ही बंद किया जाएगा।

6.3 कैप्टिव उत्पादन को उपयोग में लाना

कैप्टिव उत्पादन प्रतिस्पर्धी विद्युत उपलब्ध कराने के लिए एक महत्वपूर्ण साधन है। उपयुक्त आयोग को ऐसा वातावरण तैयार करना चाहिए जो कैप्टिव विद्युत संयंत्रों को ग्रिड के साथ जोड़ने में प्रोत्साहन प्रदान करे।

ऐसे कैप्टिव संयंत्र, अधिशेष विद्युत की आपूर्ति उत्पादन कंपनियों पर लागू होने वाले उसी विनियम के अध्यक्षीन ग्रिड के जरिए कर सकते हैं। इस नीति के पैरा 5.2 के दूसरे परंतुक को ध्यान में रखते हुए अधिनियम की धारा 63 के अंतर्गत केंद्र सरकार द्वारा जारी किए गए दिशानिर्देशों का अनुपालन करते हुए वितरण लाइसेंसियों द्वारा कैप्टिव संयंत्रों से सुनिश्चित आपूर्ति खरीदी जा सकती है।

व्यस्ततम और गैर-व्यस्ततमकीन आपूर्ति के लिए पृथक-पृथक कीमत तय की जानी चाहिए और टैरिफ में वास्तविक स्तर पर उत्पादन की परिवर्तनीय लागत और क्षमता प्रभारों हेतु उचित मुआवजा शामिल किया जाना चाहिए।

संबंधित राज्य आयोग प्रभारों को उचित एवं सही ठहराते हुए कार्यान्वयन के लिए व्हीलिंग प्रभार और अन्य सेवा शर्तें जोड़ना निर्धारित करे।

ग्रिड से संबद्ध कैप्टिव संयंत्र सहमत टैरिफ के आधार पर उपलब्ध पारेषण सुविधाओं के माध्यम से ग्रिड से संबद्ध नॉन-कैप्टिव प्रयोगकर्ताओं को भी विद्युत आपूर्ति कर सकते हैं। विद्युत का ऐसा क्रय खुली पहुंच के लिए संगत नियमों के अधीन होगा जिसमें विद्युत नियमावली, 2005 के नियम 3 के संबद्ध प्रावधानों का अनुपालन शामिल है।

6.4 नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से सह-उत्पादन सहित ऊर्जा उत्पादन के नवीकरणीय स्रोत:

(1) अधिनियम की धारा 86(1)(ड) के प्रावधानों के अनुसरण में, उपयुक्त आयोग नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से ऊर्जा की खरीद के लिए किसी वितरण लाइसेंसी के क्षेत्र में विद्युत की कुल खपत की न्यूनतम प्रतिशतता इस प्रकार के संसाधनों की उपलब्धता और रिटेल टैरिफ पर इसके प्रभाव को ध्यान में रखते हुए निर्धारित करेगा। नवीकरणीय ऊर्जा की खरीद की लागत एसईआरसी द्वारा प्रशुल्क निर्धारण के समय ध्यान में रखी जाएगी। नवीकरणीय क्रय बाध्यता (आरपीओ) की दीर्घावधि ग्रोथ ट्रेजेक्टरी विद्युत मंत्रालय द्वारा एमएनआरई के परामर्श से निर्धारित की जाएगी।

बशर्ते कि नवीकरणीय स्रोतों के इतर स्रोतों से सह-उत्पादन को आरपीओ की प्रयोज्यता से बाहर नहीं रखा जाएगा।

(i) इस प्रकार लागू किए गए प्रतिशत के भीतर राज्य विद्युत विनियामक आयोग इस नीति में अधिसूचना की तारीख से सौर ऊर्जा के क्रय के लिए भी न्यूनतम प्रतिशत रखेगा जो मार्च, 2022 तक अथवा जैसा केंद्र सरकार द्वारा समय-समय पर अधिसूचित अनुसार, जल विद्युत को छोड़कर, कुल ऊर्जा खपत के 8% तक पहुँचेगा।

(ii) वितरण लाइसेंसी, अधिनियम की धारा 62 के अंतर्गत उपयुक्त आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ पर अपने स्रोतों सहित सभी स्रोतों से विद्युत के प्रापण के अनुपात में राज्य में सभी "बेस्ट टू एनर्जी प्लांट्स" से उत्पादित 100 प्रतिशत विद्युत का प्रापण अनिवार्य रूप से करेंगे।

(iii) वांछनीय है कि ऊर्जा के नवीकरणीय संसाधनों से ऊर्जा का क्रय विभिन्न राज्यों में कमोवेश इसी अनुपात में हो। देश के केवल कुछ भागों में इन स्रोतों की व्यापक उपलब्धता के वर्तमान परिदृश्य में इस लक्ष्य की प्राप्ति हेतु नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाण-पत्रों (आरईसी) जैसी उपयुक्त प्रणाली को प्रोन्नत किए जाने की आवश्यकता होगी। इस प्रकार की प्रणाली के जरिए नवीकरणीय ऊर्जा आधारित उत्पादन कम्पनियों परम्परागत विद्युत हेतु निर्धारित दरों पर स्थानीय वितरण लाइसेंसी को विद्युत का विक्रय कर सकती हैं और अन्य वितरण कम्पनियों तथा आबद्धकर निकायों को प्रमाण-पत्रों का विक्रय करके शेष लागत की वसूली कर सकती है ताकि परवर्ती कंपनियों नवीकरणीय विद्युत क्रय दायित्वों को पूरा कर सकें। आरईसी प्रणाली में सौर विनिर्दिष्ट आरईसी भी होना चाहिए।

(iv) उपयुक्त आयोग, पृथक प्रौद्योगिकी आधारित आरईसी और 'आरईसी मल्टीप्लायर' (अर्थात् ऐसी उभरती हुई प्रौद्योगिकियों में इस स्तर के उत्पादन को उच्चतर अथवा निम्नतर आरईसी प्रदान करके) निर्धारित करके ऐसी अन्य उभरती हुई नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों को बढ़ावा देने के लिए उपयुक्त विनियामक ढांचा प्रदान कर सकता है। इसी प्रकार, समय के साथ नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के मूल्यों में परिवर्तन को ध्यान में रखते हुए, आरईसी मल्टीप्लायर आधारित विंटेज (अर्थात् संयंत्र के चालू करने के वर्ष के आधार पर उत्पादन के उस स्तर के लिए आरईसी की उच्चतर अथवा निम्नतर संख्या प्रदान करके) निर्धारित कर सकता है।

(2) टैरिफ कम रखने के लिए राज्य प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से बेस्ट टू एनर्जी संयंत्रों को छोड़कर, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत का प्रापण करने का प्रयास करेंगे। वितरण लाइसेंसियों द्वारा, अधिसूचित क्षमता से ज्यादा क्षमता वाली परियोजनाओं से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत का प्रापण केंद्र सरकार द्वारा अधिसूचित की जाने वाली तिथि से, प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया के माध्यम से किया जाएगा।

तथापि, ऐसी अधिसूचना तक, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत परियोजनाओं से विद्युत का ऐसा कोई प्रापण विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 के अंतर्गत किया जाएगा। ऐसे स्रोतों से टैरिफ निर्धारित करते समय उपयुक्त आयोग यह सुनिश्चित करने के लिए सौर विकिरण और पवन की तीव्रता, जो एक क्षेत्र से दूसरे क्षेत्र में भिन्न हो सकती है, को ध्यान में रखेगा ताकि लाभ उपभोक्ताओं तक पहुँच सके।

(3) केंद्रीय आयोग को अनिर्ंतर विद्युत, विशेषकर नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के मूल्य निर्धारण हेतु दिशानिर्देश निर्धारित करना चाहिए जहां पर विद्युत का प्रापण प्रतिस्पर्द्धी बोली के माध्यम से नहीं है। सीईआरसी द्वारा अनुबंधित टैरिफ उस श्रेणी के लिए ऊपरी सीमा के रूप में कार्य करेगा।

(4) वितरण कंपनियों को नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत के प्रापण के लिए प्रोत्साहित करने हेतु केन्द्र सरकार, समय-समय पर जनहित में बैक-लोडेड तरीके अथवा किसी अन्य तरीके से उत्तरोत्तर रूप से टैरिफ बढ़ाए जाने की अनुमति देकर, नवीकरणीय ऊर्जा के लिए पीपीए की अवधि के दौरान ऐसे उत्पादन संयंत्रों की आयु चक्र में उपयुक्त बोली आधारित टैरिफ ढांचा अधिसूचित कर सकती है। तदनुसूच, ऐसी बोली आधारित नवीकरणीय ऊर्जा का प्रापक, इस प्रकार से निर्धारित टैरिफ के भुगतान के लिए दायित्वों का अनुपालन करेगा।

(5) नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों को बढ़ावा देने के लिए, किसी भी उत्पादन कंपनी को, जो एक विनिर्दिष्ट तिथि के बाद कोयला/लिग्नाइट आधारित ताप विद्युत आधारित उत्पादन केन्द्र स्थापित करने का प्रस्ताव करती है, ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन क्षमता स्थापित करना अथवा ऐसी क्षमता के बराबर नवीकरणीय ऊर्जा का प्रापण अथवा आपूर्ति करना आवश्यक होगा जो केंद्र सरकार पणधारकों के साथ अपेक्षित परामर्श के पश्चात समय-समय पर निर्धारित करेगी। प्रत्येक उत्पादक द्वारा उत्पादित नवीकरणीय ऊर्जा को बिक्री के उद्देश्य से इसके ताप विद्युत उत्पादन के साथ मिलाया जा सकता है। यदि कोई आबद्धकर इकाई इस नवीकरणीय विद्युत का प्रापण करती है, तब एसईआरसी यह मान लेगी कि आबद्धकर निकाय द्वारा ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन स्टेशनों से खरीदी गई विद्युत की मात्रा तक नवीकरणीय क्रय दायित्व (आरपीओ) को पूरा कर लिया गया है।

बशर्ते कि यदि कोई मौजूदा कोयला और लिग्नाइट आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र मौजूदा विद्युत क्रय करारों के अंतर्गत विद्युत प्रापकों की सहमति से अतिरिक्त नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन क्षमता स्थापित करना चाहता है तो इस प्रकार के संयंत्र से उत्पादित विद्युत को मिलाने की अनुमति दी जाएगी और इस प्रकार की नवीकरणीय ऊर्जा के टैरिफ के पास-थू की अनुमति उपयुक्त आयोग द्वारा दी जाएगी। आबद्धकर निकाय, जो अंततः ऐसी विद्युत खरीदते हैं, अपने नवीकरणीय क्रय दायित्व में मानेंगे।

बशर्ते, ऐसे पारंपरिक तथा नवीकरणीय उत्पादक संयंत्रों का अनुसूचीकरण एवं प्रेषण पृथक रूप से किया जाएगा।

(6) ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों को आगे प्रोत्साहन देने के लिए, अन्तर-राज्यीय पारेषण प्रणाली के माध्यम से बिक्री हेतु ऊर्जा के सौर और पवन स्रोतों से उत्पादित विद्युत के पारेषण पर कोई भी अन्तर-राज्यीय पारेषण प्रभार और हानियां उस अवधि तक, जो केन्द्र सरकार द्वारा अधिसूचित की जाए, नहीं लगाई जाएंगी।

(7) उपयुक्त आयोग स्थानीय प्राधिकरण, पंचायत संस्थान, प्रयोक्ता संस्थान, सहकारी सोसायटी, गैर-सरकारी संगठन, फ्रेंचाइजी अथवा नवीकरणीय ऊर्जा सेवा कंपनी सहित किसी निकाय द्वारा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों, विशेष रूप से छत पर सौर प्रणाली से विद्युत के उत्पादन और बिक्री को सुगम बनाने के लिए विनियामक फ्रेमवर्क की व्यवस्था कर सकता है। उपयुक्त सरकार इस प्रयोजन के लिए पूरक नीतिगत सहायता भी उपलब्ध करा सकती है।

व्याख्या: नवीकरणीय ऊर्जा सेवा कंपनी का अभिप्राय ऐसी ऊर्जा सेवा कंपनी से है जो उपभोक्ताओं को विद्युत के रूप में नवीकरणीय ऊर्जा उपलब्ध कराती है।

7.0 पारेषण

देश की पारेषण प्रणाली में क्षेत्रीय नेटवर्क, अंतःक्षेत्रीय कनेक्शन, जो पांच क्षेत्रों और राज्य नेटवर्कों को विद्युत पहुँचाते हैं, शामिल हैं। राज्य नेटवर्कों का विकास एक समान नहीं रहा है और इन नेटवर्कों की क्षमता में विस्तार की जरूरत

है। ये नेटवर्क अंतःराज्यीय विद्युत प्रवाह और क्षेत्रीय व राष्ट्रीय प्रवाह में भी महत्वपूर्ण भूमिका निभायेंगे। जहां तक पारेषण का संबंध है, टैरिफ नीति निम्नलिखित उद्देश्यों की पूर्ति करेगी-

1. विश्वसनीयता के लिए पर्याप्त मार्जिन के साथ उत्पादन से पूर्व पारेषण नेटवर्क का इष्टतम विकास सुनिश्चित करना और देश में उत्पादन एवं पारेषण परिसंपत्तियों का दक्षतापूर्वक उपयोग संवर्द्धित करना।
2. पारेषण क्षेत्र में अपेक्षित निवेश आकर्षित करना और पर्याप्त रिटर्न उपलब्ध कराना।

7.1 पारेषण कीमत निर्धारण

(1) राज्य के भीतर हस्तांतरण और मध्यवर्ती राज्य में विद्युत पारेषण, जो ऐसे अंतःराज्य पारेषण के आनुषांगिक हो, को मिलाकर अंतःराज्य पारेषण के लिए उपयुक्त पारेषण टैरिफ ढांचा कार्यान्वित किया गया है ताकि समूचे देश में सभी परिसंपत्तियों के प्रभावी उपयोग को प्रोत्साहित किया जा सके और अपेक्षित नई पारेषण क्षमताओं का तीव्र विकास किया जा सके।

(2) राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार कार्यान्वयनाधीन राष्ट्रीय टैरिफ ढांचा दूरी, दिशा और विद्युत प्रवाह परिमाण के प्रति संवेदनशील होना चाहिए। इसे सीईए के परामर्श को ध्यान में रखते हुए सीईआरसी द्वारा विकसित किया गया है। पारेषण प्रभारों को समय-समय पर संशोधित किए गए ऐसे टैरिफ तंत्र के अनुसार साझा किया जाएगा।

(3) इस ढांचे के अंतर्गत पारेषण प्रभार मेगावाट प्रति सर्किल किलोमीटर आधार, जोनल पोस्टल स्टैम्प आधार अथवा व्यावहारिकता आधार पर निर्धारित किया जा सकता है। इसका प्रयोजन यही है कि पारेषण प्रणाली प्रयोक्ताओं के बीच पारेषण लागत का बंटवारा पारेषण प्रणाली उपयोग के आधार पर हो सके। सभी द्वारा उपयोग किए जाने के बाद 'उपयोगिता' घटक द्वारा विश्वसनीयता का यथासमय लाभ लिया जाना चाहिए। न्यूनतम और अधिकता पारेषण दरों के बीच अंतर इस प्रकार होना चाहिए कि वह नियोजित विकास/पारेषण प्रणाली के विस्तार को प्रभावित न करे बल्कि गैर-इष्टतम पारेषण निवेश को हतोत्साहित करे।

(4) एनईपी द्वारा निर्धारित दृष्टिकोण को ध्यान में रखते हुए नेटवर्क विस्तार के लिए लाभार्थियों के साथ पूर्व करार पूर्ण शर्त नहीं होनी चाहिए। सीटीयू/एसटीयू को नेटवर्क का विस्तार स्टेकहोल्डरों के साथ परामर्श करके और राष्ट्रीय विद्युत योजना के अनुसार आवश्यकता का पता लगाने के पश्चात और उचित नियामक अनुमोदनों के पश्चात् कार्य आरंभ करने के बाद करना चाहिए। ग्रिड के सुचारु प्रचालन के लिए, पारेषण प्रणाली को उत्पादन से पहले विकसित करने के लिए प्रयास किए जाने चाहिए।

(5) केन्द्रीय आयोग ने पूंजी एवं प्रचालन संबंधी लागत के लिए मानदंड विनिर्दिष्ट किए हैं तथा अंतर-राज्यीय पारेषण लाइसेंसियों के लिए कार्य निष्पादन मानक निर्धारित किए हैं। टैरिफ निर्धारण और कार्य निष्पादन के मानकों का अनुपालन समय-समय पर यथासंशोधित इन मानदंडों के अनुसार किया जाएगा।

(6) सीटीयू/एसटीयू सहित पारेषण विकासकर्ता द्वारा निवेश केंद्र सरकार द्वारा समय-समय पर जारी किए गए दिशा-निर्देशों के अनुसार प्रतिस्पर्द्धी बोली के जरिए आमंत्रित किया जाएगा।

(7) सभी भावी अंतर-राज्यीय पारेषण परियोजनाएं, सामान्यतः प्रतिस्पर्द्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से विकसित की जाएगी, तथापि, केंद्र सरकार (क) नीतिगत महत्व, तकनीकी उन्नयन इत्यादि विशेष श्रेणी की परियोजनाओं अथवा (ख) मामला दर मामला आधार पर अत्यावश्यक स्थिति का प्रबंध करने के लिए किए जाने वाले आवश्यक कार्य के लिए, प्रतिस्पर्द्धी बोली से छूट प्रदान कर सकती है।

(8) सीईआरसी ने अंतरराज्य पारेषण के लिए फ्रेमवर्क संबंधी विनियम विनिर्दिष्ट किया है। अंतःराज्य पारेषण के लिए एसईआरसी द्वारा वोल्टेज, दूरी, दिशा व प्रवाह परिमाण आदि जैसे कारकों पर भली भांति विचार करते हुए इसी प्रकार का दृष्टिकोण कार्यान्वित किया जाए।

(9) प्रस्तावित पारेषण टैरिफ ढांचे की जरूरतों के मुताबिक मीटरिंग को प्राथमिकता आधार पर पूरा किया जाए। मीटरिंग एबीटी जरूरतों के अनुकूल होनी चाहिए, इससे टाइम ऑफ डे (टीओडी) टैरिफ का कार्यान्वयन भी आसान होगा।

7.2 पारेषण हानि आबंटन

(1) पारेषण प्रणाली संबंधी संगत वोल्टेज स्तर पर दूरी एवं दिशागत संवेदनशीलता पर उपयुक्त रूप से विचार करने के पश्चात् औसत हानियों के आधार पर यथायोग्य लेन-देन प्रभारित किए जा रहे हैं। अंतरराज्यीय पारेषण के लिए सीईआरसी द्वारा इस बारे में निर्धारित कार्यप्रणाली के आधार पर एसईआरसी अंतःराज्य पारेषण के लिए इसी प्रकार का फ्रेमवर्क तैयार कर सकता है।

लॉस फ्रेमवर्क में यह सुनिश्चित किया जाना चाहिए कि हानि संबंधी मुआवजा युक्तिसंगत हो और प्रयोज्य तकनीकी हानि बेंचमार्क से संबद्ध हो। यह बेंचमार्क उपयुक्त आयोग द्वारा सीईए की सलाह पर विचार करते हुए तय किया जा सकता है।

(2) यह वांछनीय होगा कि वृद्धिशील हानियों के आधार पर हानि क्षतिपूर्ति प्रणाली की ओर अग्रसर हुआ जाए क्योंकि पारेषण क्षमताओं में वर्तमान कमियां नेटवर्क विस्तार से पूरी की जाती हैं। उपयुक्त आयोग को नेटवर्क विन्यास के लिए पारेषण हानि की अनुमत स्तर को स्थापित करने के लिए आवश्यक अध्ययनों को करना अपेक्षित है तथा पारेषण प्रणाली का संवर्द्धन करना एवं प्रणाली हानियों में कमी लाने के लिए पूंजीगत व्यय की आवश्यकता होती है। चूंकि लाइन लोडिंग के एक स्तर से अतिरिक्त प्रवाह हानियां अत्यधिक रूप से बढ़ जाती हैं, इसलिए ओवरलोडिंग की स्थिति से बचने के लिए सीटीयू/एसटीयू को पारेषण प्रणालियों के उन्नयन को सुनिश्चित करना चाहिए। उपयुक्त आयोग को पारेषण प्रणाली के उन्नयन के लिए नई परिसंपत्तियों में पर्याप्त पूंजी निवेशों को अनुमति प्रदान करनी चाहिए।

7.3 पारेषण में अन्य मामले

(1) सीटीयू तथा एसटीयू के लिए इन संगठनों हेतु "की परफॉर्मंस इंडिकेटर्स" (केपीआई) के अनुसार वित्तीय प्रोत्साहन व अप्रोत्साहन लागू किए जाने चाहिए। ऐसे केपीआई में कुशल नेटवर्क निर्माण, प्रणालीगत उपलब्धता व हानि में कमी शामिल होगी।

(2) सीटीयू/एसटीयू तथा भार प्रेषण केंद्रों द्वारा भावी प्रयोक्ताओं के साथ सभी उपलब्ध सूचना, विशेषतया उपलब्ध पारेषण क्षमता व भार प्रवाह अध्ययन संबंधी सूचना को साझा किया जाना चाहिए।

(3) असाधारण परिस्थितियों, जिनमें ऊर्जा सुरक्षा, सार्वजनिक व्यवस्था अथवा प्राकृतिक आपदा सहित राज्य की सुरक्षा के लिए खतरा शामिल है, यदि केंद्र सरकार केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों के अनावंटित हिस्से से विद्युत का आवंटन करती है अथवा अन्यथा विद्युत के ऐसे आवंटन को लघु अवधि, मध्यावधि और दीर्घकालिक पहुंच के क्रम में प्राथमिकता दी जाएगी।

7.4 सहायक सेवाएं

(1) केंद्रीय आयोग, प्रभारों के बंटवारे की पद्धति, विद्युत की गुणवत्ता, विश्वसनीयता और ग्रिड की सुरक्षा का रख-रखाव करने के लिए विद्युत प्रणाली अथवा ग्रिड प्रचालन के सहायक के रूप में आवश्यक सहायक सेवा हेतु मानक और ढांचे को शुरू करें।

(2) केंद्रीय आयोग सहायक सेवाओं के लिए मानक विनिर्दिष्ट करते समय केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण, एसईआरसी/जेईआरसी, सीटीयू/एसटीयू और एनएलडीसी/आरएलडीसी/एसएलडीसी से भी परामर्श करेगा।

(3) राज्य आयोग, केंद्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट सहायक सेवाओं के लिए मानक और ढांचा भी अपनाएगा।

8.0 वितरण

कुशल तरीके से तथा युक्तिसंगत दरों पर विनिर्दिष्ट मानकों के मुताबिक विश्वसनीय एवं गुणवत्ता वाली बिजली की आपूर्ति राष्ट्रीय विद्युत नीति के मुख्य उद्देश्यों में से एक उद्देश्य है। राज्य आयोग को सभी उपभोक्ताओं के लिए सेवा की गुणवत्ता, निरंतरता एवं विश्वसनीयता के संबंध में लाइसेंसियों के निष्पादन-मानक निर्धारित एवं अधिसूचित करने चाहिए। यह आवश्यक है कि विनियामक मंच सेवा मानकों संबंधी मूल ढांचा निर्धारित करे। यथाशीघ्र सेवा के अपेक्षित स्तर तक पहुंचने के लिए लाइसेंसियों को एक उपयुक्त ट्रांजिशन फ्रेमवर्क उपलब्ध कराया जा सकता है। उक्त मानकों का पालन नहीं करने पर अधिनियम की धारा 57 के अनुसार लाइसेंसियों पर दंड लगाए जा सकते हैं

उद्योग के वितरण क्षेत्र को कुशल एवं समृद्ध बनाने हेतु विद्युत क्षेत्र में सुधार तथा विनिर्दिष्ट मानकों के अनुसार सेवा का प्रावधान सफलता की कुंजी है। यह जरूरी है कि विनियामक आयोग वितरण लाइसेंसियों की वाणिज्यिक व्यवहार्यता की आवश्यकताओं तथा उपभोक्ता हितों के बीच संतुलन सुनिश्चित करे। हानि वाली यूटिलिटियों को लाभ वाली यूटिलिटियों, जो अपनी पूर्ण विकास क्षमता को हासिल करने के लिए भारत को सक्षम बनाने हेतु अंतरराष्ट्रीय मानकों की सेवाएं उपलब्ध कराने के लिए पूंजीगत बाजारों से आवश्यक संसाधन जुटा सकती हैं, में बदलने की आवश्यकता है। प्रचालनगत क्षमता को प्रोत्साहित किया जाए। नियामक प्राचलों के संदर्भ में दक्ष प्रचालनों के लाभ उपभोक्ताओं और लाइसेंसियों के बीच उपयुक्त ढंग से साझा किए जाएं।

उपयुक्त आयोग द्वारा वितरण लाइसेंसी के लिए प्रत्येक वर्ष भार का पूर्वानुमान लगाने और भार को पूरा करने के लिए अपनी संक्षिप्त, मध्यावधि एवं दीर्घावधि विद्युत प्रापण योजनाएं आयोग के समक्ष प्रस्तुत करना अनिवार्य किया जाना चाहिए।

राज्य विनियामक आयोग एक विशिष्ट ट्रेजेक्टरी तैयार करेगा ताकि राज्य में विद्यमान परिस्थिति पर निर्भर करते हुए वर्ष 2021-22 तक अथवा उससे पूर्व सभी वर्ग के उपभोक्ताओं को 24 घंटे पर्याप्त और निर्बाधित विद्युत की आपूर्ति सुनिश्चित की जा सके।

ऐसे क्षेत्रों में, जहां ग्रिड नहीं पहुंची है या ग्रिड में पर्याप्त विद्युत उपलब्ध नहीं है, नवीकरणीय ऊर्जा की आपूर्ति करने वाले माइक्रो-ग्रिड्स स्थापित किए जा रहे हैं। ऐसे माइक्रो-ग्रिड्स स्थापित करने में लगने वाला निवेश बहुत अधिक होता है। परियोजना के जीवन काल के पूरा होने से पहले ग्रिड का क्षेत्र में पहुंच जाना निवेश के जोखिमों में से एक है और जिससे माइक्रो-ग्रिड्स से विद्युत बनाना महंगा और अव्यवहार्य है। माइक्रो-ग्रिड में ऐसे जोखिम को कम करने के लिए और माइक्रो-ग्रिड्स में निवेश को प्रोत्साहित करने के लिए उपयुक्त आयोग द्वारा यथानुमोदित निवेशों की अवमूल्ययित लागतों तथा उद्योग बेंचमार्क और एक सीमा, यदि आवश्यक हो, पर विचार करते हुए अधिनियम की धारा 62 के अंतर्गत निर्धारित किए जाने वाले टैरिफ पर ऐसे माइक्रो-ग्रिड से ग्रिड में विद्युत की अनिवार्य खरीद को अधिदेशित करने के लिए उपयुक्त विनियामक संरचना बनाए जाने की आवश्यकता है। इस संबंध में उपयुक्त आयोग छः माह के भीतर आवश्यक विनियम अधिसूचित करेगा।

8.1 बहुवर्षीय टैरिफ (एमवाईटी) ढांचे का कार्यान्वयन

(1) एमवाईटी ढांचा यूटिलिटियों और उपभोक्ताओं का जोखिम कम करेगा, क्षमता में सुधार होगा तथा प्रणालीगत हानियों में कमी आएगी और निवेश आकर्षित करेगा। इससे विद्युत खरीद कीमतों और मुद्रास्फीति सूचकांकों के ज्ञात सूचकों में टैरिफ समायोजन को सीमित करके समग्र रूप से उपभोक्ता टैरिफ के संबंध में व्यापक अनुमान तैयार हो सकेंगे। यह ढांचा सरकारी तथा निजी दोनों यूटिलिटियों पर लागू होगा।

(2) राज्य आयोग समग्र एमवाईटी ढांचे के भाग के रूप में उपभोक्ताओं के साथ अधिक लाभ और हानियों को साझा करने का तंत्र शुरू करे। पहली नियंत्रण अवधि में यूटिलिटियों के लिए प्रोत्साहन, यूटिलिटी द्वारा वहन की जाने वाली हानियों की प्रतिशतता की अपेक्षा निर्धारित उच्च स्तर पर यूटिलिटी द्वारा रखे जा रहे अधिक लाभ की प्रतिशतता के साथ असंयमित की जाए। निष्पादन में त्वरित सुधार करने और हानियों में कमी के लिए यह जरूरी है और दीर्घकाल में टैरिफ में कमी के जरिए इससे उपभोक्ताओं के हितों की रक्षा हो सकेगी।

- (3) जैसा कि पैरा 5.11 (ज) में इंगित है। आरंभिक नियंत्रण अवधि में कार्यान्वित किया गया एमवाईटी ढांचा पूरी की जा रही मीटरिंग के परिणामस्वरूप बेसलाइनों में होने वाले परिवर्तनों का समायोजन करने के लिए पर्याप्त रूप से लचीला होना चाहिए।
- (4) यदि प्रतिस्पर्धात्मक दशाओं में आवश्यक हो तो लाइसेंसियों के पास राज्य आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ से कम टैरिफ वसूलने की नम्यता हो सकती है, बशर्ते वे अधिनियम की धारा 62 के अनुसार इसके कारण अतिरिक्त राजस्व की आवश्यकता के लिए दावा न करें।
- (5) नियंत्रण अवधि के आरंभ में, जब "वास्तविक" लागत भावी अनुमानों के लिए आधार तैयार करती हो, अपेक्षित टैरिफ और इस समय लागू टैरिफों के बीच लार्ज अन्कवर्ड गैप हो सकता है। इस अंतराल को टैरिफ शुल्कों और वैकल्पिक साधनों के माध्यम से पूरा किया जाना चाहिए जिसमें अन्य बातों के साथ-साथ वित्तीय पुनर्गठन और ट्रांजिशन फाइनेंसिंग शामिल है।
- (6) वर्तमान लाइसेंसधारियों के पास उस क्षेत्र के लिए पृथक राजस्व आवश्यकताओं और टैरिफ फाइल करने का विकल्प होना चाहिए जहाँ राज्य आयोग ने राष्ट्रीय विद्युत नीति के पैरा 5.4.7 के साथ पठित अधिनियम की धारा 14 के प्रावधानों के अनुसरण में बहुवितरण लाइसेंस जारी किए हैं।
- (7) उपयुक्त आयोगों को लाइसेंसधारियों द्वारा समय पर फाइल न किए जाने की स्थिति में स्वतः आधार पर टैरिफ निर्धारण और विनियामक जांच शुरू करनी चाहिए। यह वांछनीय है कि अपेक्षित टैरिफ परिवर्तन प्रत्येक वित्तीय वर्ष के आरंभ की तारीख से प्रभावी हों और फाइलिंग में विलम्ब के कारण होने वाला कोई अंतर लाइसेंसधारियों के कारण होना चाहिए।

8.2 राजस्व आवश्यकताओं और लागतों हेतु ढांचा

8.2.1 टैरिफ निर्धारण में निम्नलिखित तथ्यों पर ध्यान दिया जाना आवश्यक है-

- (1) सभी विद्युत क्रय लागतों का वैध समझा जाना आवश्यक है जब तक कि यह प्रमाणित न हो जाए कि मेरिट आदेश सिद्धांत का उल्लंघन किया गया है अथवा अनुचित दरों पर विद्युत का क्रय किया गया है। सकल तकनीकी एवं वाणिज्यिक (एटीएंडसी) हानियों को प्रकट किए जाने की आवश्यकता है, किन्तु 24 घंटे की आपूर्ति के लिए विद्युत क्रय और आवश्यक एवं उचित ओ एंड एम तथा प्रणाली उन्नयन हेतु निवेश के लिए अपेक्षित राजस्व को अस्वीकार किए बिना। विशेष रूप से उन उपभोक्ताओं को, जो ऐसी टैरिफ का भुगतान करने के लिए तैयार हैं जो दक्ष लागतें दर्शाते हैं, को गुणवत्तापरक विद्युत की चौबीसों घण्टे निर्बाध आपूर्ति पाने का अधिकार है। एम वाई टी ट्रेजेक्टरी में इंगित टी एंड डी हानियों के नियामक स्तर के अनुसार कुल फुटकर बिक्री का वास्तविक आकलन करना चाहिए ताकि उचित विद्युत खरीद अनुपात अंतर (उदाहरणार्थ, कम बारिश होने की स्थिति में ताप विद्युत उत्पादन से और अधिक ऊर्जा खरीदी जा सकती है) की शर्त पर एसईआरसी के विनियमों के अनुसार विद्युत खरीद की लागत तथा ईंधन अधिभार समायोजन को अनुमति दी जा सके।
- (2) प्राप्त किए जाने योग्य ट्रेजेक्टरी को किसी एमवाईटी ढांचे में रिटर्न से जोड़कर एटीएंडसी हानि कमी को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए। व्यापक पारदर्शिता और उपभोक्ता समूहों का पोषण प्रभावकारी होगा। सरकारी स्वामित्व वाली यूटिलिटीयों के संबंध में एटीएंडसी हानि में कमी लाने के लिए शासन प्रणाली में सुधार करना राज्य विद्युत नियामक आयोगों के लिए एक बहुत ही कठिन कार्य एवं गंभीर चुनौती होगी। पूरी लागतों को सम्मिलित करने का लक्ष्य रखने वाले विभिन्न एटीएंडसी हानि स्तरों से सम्बद्ध आगामी वर्षों में उपभोक्ता टैरिफों के विभिन्न स्तरों के साथ एमवाईटी व्यवस्था चोरी को कम करने के लिए प्रभावी कार्यवाही हेतु अपेक्षित राजनीतिक इच्छा का सृजन कर सकता है क्योंकि इसका विकल्प टैरिफ में अधिक वृद्धि होगा। विभिन्न क्षेत्रों/इलाकों के ऊर्जा लेखा परीक्षाओं की तृतीय पक्ष जांच का इस्तेमाल एटीएंडसी हानि के उच्च

स्तरों हेतु क्षेत्र/इलाकों में विशिष्ट अधिभार लगाने के लिए किया जा सकता है और इससे बेहतर शासन प्रणाली के लिए प्रभावी कार्यवाही हेतु स्थानीय सहमति का सृजन हो सकता है। राज्य विद्युत विनियामक आयोग हानियों में कमी से सम्बद्ध यूटिलिटियों के स्टाफ के लिए उपयुक्त स्थानीय क्षेत्र आधारित प्रोत्साहन एवं अप्रोत्साहन योजना को भी प्रोत्साहित कर सकते हैं।

एसईआरसी, लाइसेंसी के प्रत्येक वितरण सर्किल के संबंध में विभिन्न पैरामीटरों हेतु बेस लाईन आंकड़ों का स्वतंत्र मूल्यांकन करेगा।

एसईआरसी, लाइसेंसियों द्वारा प्रस्तुत वित्तीय और तकनीकी आंकड़ों की स्वतंत्र जांच की एक प्रणाली भी स्थापित करेगा।

चूंकि मीटरिंग वितरण नेटवर्क में उपयुक्त स्तर तक पूरी हो चुकी है इसलिए तकनीकी हानियों को पृथक करना संभव होना चाहिए। तदनुसार, एमवाईटी ढांचे के अंतर्गत तकनीकी हानि कमी को वाणिज्यिक हानि कमी से अलग समझा जाना चाहिए जिसके लिए अलग दृष्टिकोण अपेक्षित होता है।

(3) अधिनियम की धारा 65 प्रावधान करती है कि राज्य आयोग द्वारा निर्धारित किए गए टैरिफ में उपभोक्ताओं को सब्सिडी प्रदान करने के संबंध में राज्य सरकार का कोई निर्देश प्रभावी नहीं होगा यदि राज्य आयोग द्वारा निर्धारित सब्सिडी का भुगतान यूटिलिटियों को नहीं किया जाता है और राज्य आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ इस संबंध में आयोग द्वारा जारी किए गए आदेशों की तारीख से लागू होगा। राज्य आयोगों को यूटिलिटियों की वित्तीय व्यवहार्यता सुनिश्चित करने के लिए कानून के इस प्रावधान के अनुपालन को सुनिश्चित करना चाहिए। कानून के इस प्रावधान के कार्यान्वयन को सुनिश्चित करने के लिए, राज्य आयोग को राज्य सरकार द्वारा सब्सिडी प्रतिबद्धता पर विचार किए बिना आरंभ में टैरिफ निर्धारण करना चाहिए और उपभोक्ताओं की संबंधित श्रेणियों के लिए राज्य सरकार द्वारा सब्सिडी पर विचार करने के पश्चात् सब्सिडी प्राप्त टैरिफ का निर्धारण किया जाएगा।

(4) यूटिलिटियों द्वारा सामना किए जा रहे ट्रांजिशन मामलों जैसे कि बिलों की वसूली में प्रगामी सुधार आदि की पर्याप्त रूप से पहचान करते हुए कार्यशील पूंजी की अनुमति दी जानी चाहिए। डूबंत ऋणों को विकसित नीतियों के अनुसार तथा राज्य आयोग के अनुमोदन के अध्यक्षीन माना जाना चाहिए।

(5) पिछली हानियों अथवा लाभों के पास-थ्रू की अनुमति गैर-नियंत्रणीय कारकों की सीमा तक दी जानी चाहिए। संक्रमणकालीन अवधि के दौरान नियंत्रणीय कारक एमवाईटी ढांचे के अंतर्गत निर्धारित अनुपातों में यूटिलिटियों और उपभोक्ताओं के लिए माना जाना चाहिए।

(6) आकस्मिक संचय राज्य आयोग द्वारा विनियमों के माध्यम से विनिर्दिष्ट आकस्मिक दशाओं की स्थिति में ही केवल राज्य आयोग के पूर्व अनुमोदन के साथ बनाए जाने चाहिए। विकासात्मक संचय और टैरिफ एवं लाभांश नियंत्रण संचय बनाने की वर्तमान पद्धतियों को समाप्त किया जाना चाहिए।

(7) अधिनियम की धारा 61 में यह अनिवार्य है कि उपयुक्त आयोग, टैरिफ निर्धारित करते समय, न केवल उपभोक्ताओं के हितों की रक्षा सुनिश्चित करेगा बल्कि यथोचित ढंग से विद्युत की लागत की वसूली भी सुनिश्चित करेगा। अधिनियम की धारा 62 में ईंधन मूल्य में अंतर, जो विनिर्दिष्ट किया जाए, को पूरा करने के लिए वर्ष के दौरान आवधिक टैरिफ समायोजन की व्यवस्था भी है।

इसलिए, उपयुक्त आयोग को उत्पादन कंपनी और लाइसेंसी की सभी तर्कसंगत लागतों की वसूली के लिए मासिक/त्रैमासिक आधार पर ईंधन के मूल्य, विद्युत क्रय आदि में भिन्नता के कारण उत्पन्न होने वाली लागतों की वसूली के लिए उपयुक्त मूल्य समायोजन फॉर्मूला विनिर्दिष्ट करना चाहिए।

8.2.2 विशेष वर्ष में टैरिफ प्रभाव को सीमित करने के लिए गत समय में विनियामक परिसम्पत्ति की सुविधा को कुछ विनियामक आयोगों द्वारा अपनाया गया है। यह केवल प्राकृतिक आपदा अथवा अप्रत्याशित घटनाओं के मामले में बहुत ही अपवाद के रूप में ही किया जाना चाहिए और निम्नलिखित के अध्यक्षीन होना चाहिए:

क. सामान्य परिस्थितियों में व्यापार के अंतर्गत, किसी विनियामक परिसंपत्ति के सृजन की अनुमति नहीं दी जाएगी।

ख. विनियामक परिसंपत्तियों की वहन लागत सहित बकाया विनियामक परिसम्पत्तियों की वसूली समयबद्ध होनी चाहिए और अधिकतम सात वर्षों की अवधि के भीतर होनी चाहिए। राज्य आयोग इसके लिए ट्रेजेक्टरी विनिर्दिष्ट कर सकता है।

8.3 टैरिफ डिजाइन: टैरिफ को सेवा लागत से जोड़ा जाना

यह व्यापक रूप से विदित है कि विद्युत का यौक्तिक एवं आर्थिक मूल्य निर्धारण ऊर्जा संरक्षण और भू-जल संसाधनों के स्थिर प्रयोग हेतु प्रमुख उपायों में से एक हो सकता है।

अधिनियम की धारा 61 (छ) की शर्तों के अनुसार उपयुक्त आयोग इस उद्देश्य से दिशानिर्देशित होगा कि टैरिफ विद्युत की आपूर्ति की दक्ष एवं विवेकशील लागत को प्रगामी रूप से प्रदर्शित करे।

राज्य सरकारें अधिनियम की धारा 65 के प्रावधानों के अनुसार उपयुक्त मानी गई सीमा तक सब्सिडी दे सकती हैं। प्रत्यक्ष सब्सिडी, सभी को टैरिफ में क्रास सब्सिडी के तंत्र की अपेक्षा उपभोक्ताओं की गरीब श्रेणियों को सहायता देने के लिए बेहतर तरीका है। सब्सिडियों को प्रभावी रूप से और पारदर्शक रूप में लक्षित किया जाना चाहिए। क्रास-सब्सिडियों के विकल्प के रूप में, राज्य सरकार के पास विद्युत शुल्क प्रणाली के माध्यम से संसाधन जुटाने और केवल जरूरतमंद उपभोक्ताओं को प्रत्यक्ष सब्सिडियों का लाभ प्रदान करने का एक विकल्प विद्यमान है, सब्सिडी का प्रभावी रूप से लक्ष्य बनाने का यह बेहतर तरीका है।

तदनुसार निम्नलिखित सिद्धांत अपनाएं जाएंगे:

1. राष्ट्रीय विद्युत नीति में निर्धारित अनुसार, गरीबी रेखा से नीचे के उपभोक्ता, विनिर्दिष्ट स्तर से नीचे उपभोग करते हैं, को क्रास सब्सिडी के माध्यम से विशेष सहायता प्राप्त हो सकती है। उपभोक्ताओं के ऐसे नामित समूह के लिए टैरिफ, आपूर्ति की औसत लागत का कम से कम 50 प्रतिशत होगी।
2. विद्युत आपूर्ति की लागत को टैरिफ द्वारा प्रगामी रूप से प्रदर्शित करने के लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए, उपयुक्त आयोग रोडमैप इस प्रकार अधिसूचित करेगा कि टैरिफ, आपूर्ति की औसत लागत के $\pm 20\%$ के भीतर हो। क्रास सब्सिडी में क्रमिक कमी के दृष्टिकोण के आधार पर रोड मैप में मध्यवर्ती लक्ष्य भी होंगे।
3. कृषि उपयोग हेतु टैरिफ निर्धारित करते समय, स्थायी तरीके से भू-जल संसाधनों के प्रयोग की आवश्यकता के अनिवार्यता को भी आपूर्ति की औसत लागत के अतिरिक्त ध्यान में रखना होगा। कृषि उपयोग हेतु टैरिफ भू-जल की अत्यधिक हानि को रोकने के लिए भू-जल तालिका की स्थिति के आधार पर राज्य के विभिन्न भागों के लिए विभिन्न स्तरों पर निर्धारित की जा सकती है। अधिनियम की धारा 62 (3) प्रबंध करती है कि किसी क्षेत्र की भौगोलिक स्थिति टैरिफ अंतर के लिए एक मानदंड हो सकती है। उस क्षेत्र के गरीब किसानों को सहायता देने के लिए सब्सिडी के अधिकतम स्तर का विचार किया जा सकता है जहाँ भू-जल स्तरों की देखरेख और सतत् भू-जल प्रयोग को सुनिश्चित करने के लिए उचित प्रतिबंधों के अधीन सिंचाई उद्देश्यों हेतु विद्युत की बड़ी मात्रा की आवश्यकता होती है।
4. उपभोक्ताओं की विभिन्न श्रेणियों के लिए सब्सिडी की सीमा विभिन्न संबंधित पहलुओं को ध्यान में रखते हुए राज्य सरकार द्वारा निर्धारित की जा सकती है। किन्तु निशुल्क विद्युत का प्रावधान वांछनीय नहीं है क्योंकि यह विद्युत के व्यर्थ उपभोग को प्रोत्साहित करता है। इसके अलावा बहुत से मामलों में जल तालिका

में कमी होती है जिससे आने वाली पीढ़ियों के लिए सिंचाई और पीने के पानी की कमी की परिहार्य समस्या पैदा होती है। इससे विद्युत की मांग में तीव्र वृद्धि होने की भी संभावना है जिससे वितरण नेटवर्क पर काफी दबाव पड़ता है और इस प्रकार विद्युत की आपूर्ति की गुणवत्ता पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ता है। अतः यह आवश्यक है कि उचित स्तर के प्रयोक्ता प्रभार लगाए जाएं। विद्युत की सब्सिडी प्राप्त दरों को उपभोग की पूर्व-निर्धारित सीमा तक ही अनुमति दी जानी चाहिए जिसके बाद उपभोक्ताओं से सेवा की दक्ष लागत को दर्शाने वाला टैरिफ वसूल किया जाना चाहिए। यदि राज्य सरकार उपभोक्ताओं की गरीब श्रेणी को विद्युत की लागत का कुछ भाग ही प्रतिपूर्ति के रूप में देना चाहती है तो इस राशि को नकद अथवा किसी अन्य उपयुक्त तरीके से दिया जा सकता है। उपभोक्ताओं को सब्सिडी का यह अंतरण पूर्व-भुगतान मीटर के प्रयोग से भी सुगम हो सकता है।

5. कृषि/ग्रामीण उपभोक्ताओं के संबंध में आपूर्ति की मीटरिंग पंचायत संस्थानों, प्रयोगकर्ता संगठनों, सहकारी समितियों आदि की भागेदारी से फ्रैचाइजियों के साथ वाणिज्यिक व्यवस्था के माध्यम से ग्रामीण क्षेत्रों में स्थानीय वितरण के प्रबन्धन द्वारा प्रभावी तरीके से तथा उपभोक्ता की सुविधानुसार प्राप्त की जा सकती है। सीमित प्रयोग उपभोक्ताओं, जो सब्सिडी प्राप्त विद्युत के लिए पात्र हैं, के मामलों में मीटरिंग हेतु किफायती विकल्प के रूप में स्मार्ट मीटरों को प्रोत्साहित किया जा सकता है।

8.4 टैरिफ घटकों की परिभाषा और उनको लागू करना

1) अलग-अलग स्थायी और परिवर्तनीय शुल्कों तथा समय अंतराल वाले टैरिफ की विशेषता वाले द्विभागीय टैरिफों को बड़े उपभोक्ताओं (अर्थात् 1 मेगावाट से अधिक की मांग वाले उपभोक्ता) के लिए प्राथमिक रूप से एक वर्ष के भीतर शुरू किया जाएगा और बाद में सभी उपभोक्ताओं के लिए पाँच वर्षों की अवधि के भीतर अथवा इस प्रकार की अवधि जो विनिर्दिष्ट की जा सकती है, शुरू किया जाएगा। इससे व्यस्ततम मांग को पूरा करने और विभिन्न ऊर्जा संरक्षण उपायों को कार्यान्वित करने में भी मदद मिलेगी।

2) राष्ट्रीय विद्युत नीति में उल्लेख है कि उत्पादन कंपनियों के साथ हुए विद्यमान पीपीए को उत्तराधिकारी वितरण कंपनियों को उपयुक्त रूप से सौंपे जाने की आवश्यकता होगी। राज्य सरकारें वितरण कंपनियों की विभिन्न लोड प्रोफाइलों को ध्यान में रखते हुए ऐसी व्यवस्था कर सकती है ताकि उपभोक्ताओं की विभिन्न श्रेणियों के लिए राज्य में रिटेल टैरिफ एकसमान रहें। इसके पश्चात् रिटेल टैरिफ, प्रतिस्पष्टी लागतों पर विद्युत का प्रापण करने, चोरी को नियंत्रित करने और अन्य वितरण हानियों को कम करने में वितरण कंपनियों की सापेक्ष दक्षता को प्रदर्शित करेगा।

3) उपयुक्त आयोग विशेषरूप से उपभोक्ताओं की उन श्रेणियों, जो बड़े पैमाने पर बिना मीटर के हैं, के लिए मीटर टैरिफ आधारित मीटरिंग और बिलिंग को बढ़ावा देने के लिए प्रोत्साहन दे सकता है। मीटरिंग टैरिफ और प्रोत्साहनों का व्यापक प्रचार किया जाना चाहिए। स्मार्ट मीटरों से दूरस्थ मीटरिंग और बिलिंग, व्यस्ततम और गैर-व्यस्ततम टैरिफ का कार्यान्वयन तथा मांग प्रतिक्रिया के माध्यम से मांग पक्ष प्रबंधन में लाभ होता है। यह भविष्य में, पवन और सौर विद्युत जैसे उत्पादन की मध्यवर्ती किस्मों की वृद्धि के कारण भार-उत्पादन संतुलन के लिए आवश्यक होगा।

इसलिए, उपयुक्त आयोग निम्नलिखित के लिए स्मार्ट मीटर अधिदेशित करता है:

(क) यथाशीघ्र किंतु 31.12.2017 से पहले 500 यूनिट अथवा इससे अधिक की मासिक खपत वाले उपभोक्ता;

(ख) 31.12.2019 तक 200 यूनिट से अधिक की मासिक खपत वाले उपभोक्ता।

इसके अतिरिक्त, सभी प्रोस्यूमर्स को टू-वे स्मार्ट मीटर उपलब्ध कराए जाएंगे जो ग्रिड को वापस बिजली बेच सकते हैं जब उन्हें इसकी आवश्यकता है।

वितरण क्षेत्र में ऊर्जा लेखा परीक्षा को सक्षम बनाने के लिए, वितरण प्रणाली में, सभी वितरण कंपनियां 132 केवी स्तर के ट्रांसफार्मरों से 11 केवी स्तर तक के वितरण ट्रांसफार्मरों के लिए तथा इसके अतिरिक्त प्रत्येक उपभोक्ता तक संपूर्ण चेन में अपनी विद्युत प्रणाली में स्मार्ट मीटर सुनिश्चित करेगी। इसके अतिरिक्त, बिजली की चोरी रोकने के लिए, वितरण कंपनियों के पास वितरण प्रबंधन की प्रणाली और ऊर्जा लेखा परीक्षा कार्य वाली वितरण स्काडा जैसी सक्षम विशेषताएं होनी चाहिए। एसईआरसी इसे दो वर्षों के भीतर लागू करना अनिवार्य करेगा।

4) राज्य विद्युत विनियामक आयोग वितरण लाइसेंसी द्वारा वसूल किए जाने वाले कनेक्शन प्रभारों को पर्याप्त रूप से विनियमित भी कर सकती है ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि दूसरा वितरण लाइसेंसी अनुचित कनेक्शन प्रभारों की मांग द्वारा चैरी पिकिंग का सहारा न ले। दूसरे लाइसेंसी का कनेक्शन शुल्क वर्तमान लाइसेंसी द्वारा देय शुल्क से अधिक नहीं होना चाहिए।

8.5 खुली पहुंच के लिए क्रॉस सब्सिडी अधिभार एवं अतिरिक्त अधिभार

8.5.1 राष्ट्रीय विद्युत नीति में निर्धारित है कि क्रॉस सब्सिडी अधिभार और खुली पहुंच की अनुमति वाले उपभोक्ताओं से वसूल किया जाने वाला अतिरिक्त अधिभार इतना अधिक नहीं होना चाहिए कि वह प्रतिस्पर्धा को समाप्त कर दे जो कि उत्पादन और खुली पहुंच के माध्यम से उपभोक्ताओं को विद्युत की प्रत्यक्ष आपूर्ति के लिए विकसित की जानी है।

उपभोक्ता, जिसे खुली पहुंच की अनुमति प्राप्त है, उत्पादनकर्ता को, पारेषण लाइसेंसधारक, जिसकी पारेषण प्रणालियां प्रयोग की जाती हैं, वितरण यूटिलिटी को क्रॉस सब्सिडी अधिभार के अतिरिक्त व्हीलिंग प्रभारों का भुगतान करना होगा। अतः क्रॉस सब्सिडी अधिभार का परिकलन इस प्रकार से करने की जरूरत है कि वितरण लाइसेंसी की क्षतिपूर्ति करते समय खुली पहुंच के जरिए प्रतिस्पर्धा लाने में बाधा नहीं आए। उपभोक्ता खुली पहुंच की सुविधा तभी लेगा जब सभी प्रभारों का भुगतान करने पर भी उसे लाभ प्राप्त हो। वितरण लाइसेंसी के हित संरक्षण की स्थिति में यह जरूरी होगा कि अधिनियम के प्रावधानों, जिसमें चरणबद्ध ढंग से खुली पहुंच को शुरू करने की अपेक्षा की गई है, को उपभोक्ताओं के व्यापक हित में प्रतिस्पर्धा हेतु उपयोग में लाया जाए।

एसईआरसी, विद्युत आपूर्ति की लागत की गणना उपभोक्ताओं की उस श्रेणी के लिए, वितरण लाइसेंसी द्वारा (क) नवीकरणीय क्रय दायित्व को पूरा करने सहित विद्युत क्रय की प्रति यूनिट भारित औसत लागत (ख) एसईआरसी द्वारा अनुमति प्राप्त संबंधित वोल्टेज स्तर और वाणिज्यिक हानियों के लिए लागू पारेषण और वितरण हानियां (ग) संबंधित वोल्टेज स्तर तक पारेषण, वितरण और व्हीलिंग प्रभार, और (घ) वहन विनियामक परिसंपत्तियों की प्रति यूनिट लागत, यदि लागू हो, के योग के रूप में कर सकता है।

सरचार्ज फार्मूला

$$S=T-[C/(1-L/100)+D+R]$$

जहां

S सरचार्ज है

T संबंधित उपभोक्ता श्रेणी द्वारा भुगतानयोग्य टैरिफ है जिसमें नवीकरणीय क्रय दायित्व दर्शाना शामिल है।

C लाइसेंसी द्वारा विद्युत क्रय की प्रति यूनिट भारित औसत लागत है जिसमें नवीकरणीय क्रय दायित्व पूरा करना शामिल है।

D संबंधित वोल्टेज स्तर के लिए लागू पारेषण, वितरण और व्हीलिंग चार्ज का योग है।

L संबंधित वोल्टेज स्तर के लिए लागू प्रतिशत के रूप में व्यक्त पारेषण, वितरण और वाणिज्यिक हानियों का योग है।

R वहन विनियामक परिसंपत्तियों की प्रति यूनिट लागत है।

उपरोक्त फार्मूला सभी वितरण लाइसेंसियों के लिए, विशेष रूप से, जहां विद्युत की कमी है, कार्य नहीं कर सकता, राज्य विनियामक आयोग विद्युत अधिनियम के समग्र उद्देश्यों को ध्यान में रखते हुए वितरण लाइसेंसि के क्षेत्र में विद्यमान विभिन्न परिस्थितियों को ध्यान में रखते हुए इसकी समीक्षा और इसमें परिवर्तन कर सकता है।

बशर्ते कि यह सरचार्ज खुली पहुँच प्राप्त करने वाले उपभोक्ताओं की श्रेणी के लिए लागू टैरिफ के 20% से अधिक नहीं होना चाहिए।

बशर्ते कि उपयुक्त आयोग, उपयुक्त सरकार के परामर्श से रेलवे, जैसा कि भारतीय रेलवे अधिनियम, 1989 में परिभाषित है, के डीमड लाइसेंसि होने के कारण, इसकी अपनी खपत के लिए क्रय की गई विद्युत पर किसी क्रास सब्सिडी चार्ज की वसूली से छूट प्रदान करेगा।

8.5.2 विद्युत अधिनियम, 1948 (अब निरस्त) की धारा 43(ए)(1)(सी) के अंतर्गत सक्षम सरकार की सहमति के साथ विद्युत उत्पादन कंपनियों द्वारा बेची जा रही विद्युत पर और भारतीय विद्युत अधिनियम, 1910 (अब निरस्त) की धारा 27 के अंतर्गत राज्य सरकार की अनुमति के आधार पर जब तक कि यह अनुमति वैध है, वितरण लाइसेंसि द्वारा आपूर्ति की जा रही विद्युत पर किसी प्रभार का भुगतान करना अपेक्षित नहीं होगा।

8.5.3 अधिभार, वितरण लाइसेंसि, पारेषण लाइसेंसि, एसटीयू अथवा सीटीयू, जिसकी सुविधाएं विद्युत आपूर्ति के लिए उपयोग में लाई जा रही हैं, किसी के भी द्वारा एकत्रित किया जा सकता है। सभी मामलों में किसी विशेष उपभोक्ता से एकत्रित राशियां उस वितरण लाइसेंसि को दी जानी चाहिए जिसके क्षेत्र में उपभोक्ता स्थित है। एक ही क्षेत्र में आपूर्ति कर रहे दो लाइसेंसधारियों के मामले में उस लाइसेंसधारी को एकत्रित की गई राशियाँ दी जाएंगी जिससे उपभोक्ता आपूर्ति का लाभ उठा रहा है।

8.5.4 अधिनियम की धारा 42(4) के अनुसार आपूर्ति के दायित्व हेतु अतिरिक्त अधिभार केवल तभी लागू होना चाहिए जब अंतिम रूप से यह दर्शा दिया जाए कि विद्युत क्रय प्रतिबद्धताओं की दृष्टि से लाइसेंसि का दायित्व समाप्त हो गया है या हो रहा है या ऐसी संविदा के परिणामस्वरूप निर्धारित की गई लागतों को वहन करने की अपरिहार्य देयताएं और स्थिति मौजूद हैं। नेटवर्क परिसम्पत्तियों से संबंधित स्थायी लागतों को वहीलिंग प्रभारों के माध्यम से वसूल किया जाएगा।

8.5.5 वहीलिंग प्रभार अंतःराज्यीय पारेषण प्रभारों के लिए निर्धारित किए गए उन्हीं सिद्धांतों के आधार पर निर्धारित किए जाने चाहिए और इसके अलावा इसमें संबंधित वोल्टेज स्तर का औसतन हानि क्षतिपूर्ति शामिल होगा।

8.5.6 खुली पहुँच वाले उपभोक्ता को आपूर्तिकर्ता उत्पादक द्वारा कटौती किए जाने के मामले में लाइसेंसि द्वारा उस उपभोक्ता श्रेणी को, अस्थायी कनेक्शन के लिए उपयुक्त आयोग द्वारा यथानिर्धारित टैरिफ के भुगतान पर वैकल्पिक व्यवस्था की जाए। बशर्ते कि ऐसे प्रभार उस श्रेणी के सामान्य प्रभार के 125 प्रतिशत से ज्यादा नहीं होंगे।

9.0 व्यापार मार्जिन

अधिनियम में यह व्यवस्था है कि उपयुक्त आयोग जरूरत होने पर व्यापार मार्जिन तय करे। बाजार को प्रतिस्पर्धात्मक बनाने के लिए बिजली क्षेत्र में व्यापार को प्रोत्साहित करने की जरूरत है, यद्यपि उपयुक्त आयोग व्यापार लेन-देन की लगातार निगरानी करे और यह सुनिश्चित करे कि बिजली के व्यापारी बिजली कमी की स्थिति में अनुचित लाभ न उठाएं। इस उद्देश्य की पूर्ति हेतु व्यापार मार्जिन का निर्धारण जरूरी है।

ज्योति अरोरा, संयुक्त सचिव

परिशिष्ट

जल विद्युत परियोजनाओं के लिए अनुमोदित आर एंड आर प्रावधानों की मुख्य विशेषताएँ

1 समावेशन सीमा

किसी जल विद्युत परियोजना के विकास से, यदि एक भी परिवार प्रभावित हो तो निम्नलिखित प्रावधान लागू होंगे:

2 परियोजना प्रभावित परिवार (पीएएफ) की परिभाषा

परियोजना प्रभावित परिवार (पीएएफ) से वह परिवार अभिप्रेत है जिसका निवास-स्थान या अन्य संपत्ति या आजीविका का स्रोत जल विद्युत परियोजना के कार्य से प्रभावित हुआ हो और जो एलएआरआर अधिनियम की धारा-11 के अंतर्गत अधिसूचना की घोषणा की तारीख से दो वर्ष पूर्व से प्रभावित क्षेत्र में रह रहा हो। प्रभावित परिवार में अनाधिकृत निवासी (स्क्वॉटर) भी शामिल होंगे।

3 कृषि श्रमिक की परिभाषा

ऐसा व्यक्ति जो सामान्यतः प्रभावित क्षेत्र के घोषित होने की तारीख से दो वर्ष पूर्व से प्रभावित क्षेत्र में रह रहा हो और कृषि भूमि पर मुख्यतः शारीरिक श्रम के जरिए आजीविका चलाता हो।

4 गैर-कृषि श्रमिकों की परिभाषा

ऐसा व्यक्ति जो सामान्यतः प्रभावित क्षेत्र के घोषित होने की तारीख से दो वर्ष पूर्व से प्रभावित क्षेत्र में रह रहा हो और उसकी प्रभावित क्षेत्र में कोई भूमि न हो और वह अपनी आजीविका मुख्यतः शारीरिक श्रम से या ग्रामीण शिल्पकार या समुदाय सेवा प्रदाताओं के रूप में चलाता हो।

5 स्क्वॉटर (अनधिकृत निवासी) की परिभाषा

प्रभावित क्षेत्र में कानूनी अधिकार रहित सरकारी भूमि का कब्जादार परिवार और वह एलएआरआर अधिनियम की धारा 11 के अंतर्गत अधिसूचना की घोषणा की तारीख से 5 वर्ष पूर्व से वहाँ रह रहा हो।

6 पुनर्वास/पुनःस्थापन कॉलोनियाँ

इस नीति का उद्देश्य उन परियोजना प्रभावित परिवारों, जो हाइड्रो परियोजनाओं के विकास के कारण विस्थापित हो गए हों, को जहाँ तक संभव हो सके, बना बनाया मकान उपलब्ध कराना है। हालांकि जहाँ पर विकल्प दिया जाए, इसके बदले में उदार आवास निर्माण भत्ता दिया जाएगा।

7 प्रशिक्षण एवं क्षमता निर्माण

यह नीति परियोजना प्रभावित परिवारों तथा स्थानीय लोगों को सतत आजीविका के लिए प्रशिक्षण देने की आवश्यकता पर बल देती है। निर्माण शुरू होने से कम से कम छह महीने पूर्व परियोजना विकासकर्ताओं द्वारा स्थानीय लोगों को आवश्यक कौशल प्रदान करने के लिए आई टी आई द्वारा विशेष प्रशिक्षण कार्यक्रम शुरू किया जाएगा। इससे पीएएफ एवं परियोजना के आस-पास रह रहे अन्य लोगों की रोजगारोपयोगिता में वृद्धि होने की आशा है।

8 अतिरिक्त प्रावधान

इस नीति में परियोजना प्रभावित परिवारों के लिए निम्नलिखित अतिरिक्त प्रावधान परिकल्पित हैं:

- मेधावी छात्रों के लिए छात्रवृत्ति
- चिकित्सा सुविधाओं का विस्तार

- विवाह अनुदान
- जीवन-निर्वाह अनुदान
- सहकारियों एवं स्वयंसेवी समूहों के लिए आय सृजन योजनाओं को बढ़ावा देना
- बीज, कीटनाशक एवं उर्वरक सब्सिडी तथा सिंचाई सहायता

उपर्युक्त अतिरिक्त प्रावधानों के अलावा वर्तमान में लागू पुनर्वास एवं पुनःस्थापन राष्ट्रीय नीति के प्रावधान सामान्यतः प्रभावी बने रहेंगे।

MINISTRY OF POWER

RESOLUTION

New Delhi, the 28th January, 2016

TARIFF POLICY

No. 23/2/2005-R&R (Vol-IX).—1.0 INTRODUCTION

- 1.1 In compliance with section 3 of the Electricity Act 2003, the Central Government notified the Tariff Policy on 6th January, 2006. Further amendments to the Tariff Policy were notified on 31st March, 2008, 20th January, 2011 and 8th July, 2011. In exercise of powers conferred under section 3(3) of Electricity Act, 2003, the Central Government hereby notifies the revised Tariff Policy to be effective from the date of publication of this resolution in the Gazette of India.

Notwithstanding anything done or any action taken or purported to have been done or taken under the provisions of the Tariff Policy notified on 6th January, 2006 and amendments made thereunder, shall, in so far as it is not inconsistent with this Policy, be deemed to have been done or taken under provisions of this revised policy.

- 1.2 The National Electricity Policy has set the goal of adding new generation capacity and enhancing per capita availability of electricity per year and to not only eliminate energy and peaking shortages but to also have a spinning reserve as specified by the Central Electricity Authority. Development of the power sector has also to meet the challenge of providing access for affordable electricity to all households in next five years.
- 1.3 It is therefore essential to attract adequate investments in the power sector by providing appropriate return on investment as budgetary resources of the Central and State Governments are incapable of providing the requisite funds. It is equally necessary to ensure availability of electricity to different categories of consumers at reasonable rates for achieving the objectives of rapid economic development of the country and improvement in the living standards of the people.
- 1.4 Balancing the requirement of attracting adequate investments to the sector and that of ensuring reasonability of user charges for the consumers is the critical challenge for the regulatory process. Accelerated development of the power sector and its ability to attract necessary investments calls for, inter alia, consistent regulatory approach across the country. Consistency in approach becomes all the more necessary considering the large number of States and the diversities involved.

2.0 LEGAL POSITION

- 2.1 Section 3 (1) of the Electricity Act, 2003 empowers the Central Government to formulate the tariff policy. Section 3(3) of the Act enables the Central Government to review or revise the tariff policy from time to time.
- 2.2 Central Electricity Regulatory Commission (CERC) and State Electricity Regulatory Commissions (SERCs) shall be guided by the tariff policy in discharging their functions including framing the regulations.
- 2.3 Regulatory Commissions shall be guided by the principles and methodologies specified by the Central Commission for determination of tariff applicable to generating companies and transmission licensees.
- 2.4 The Forum of Regulators has been constituted by the Central Government under the provisions of the Act which would, inter alia, facilitate consistency in approach specially in the area of distribution.

3.0 EVOLUTION OF THE POLICY

The tariff policy has been evolved in consultation with the State Governments, the Central Electricity Authority (CEA), the Central Electricity Regulatory Commission and various stakeholders.

4.0 OBJECTIVES OF THE POLICY

The objectives of this tariff policy are to:

- (a) Ensure availability of electricity to consumers at reasonable and competitive rates;
- (b) Ensure financial viability of the sector and attract investments;
- (c) Promote transparency, consistency and predictability in regulatory approaches across jurisdictions and minimise perceptions of regulatory risks;
- (d) Promote competition, efficiency in operations and improvement in quality of supply;
- (e) Promote generation of electricity from Renewable sources;
- (f) Promote Hydroelectric Power generation including Pumped Storage Projects (PSP) to provide adequate peaking reserves, reliable grid operation and integration of variable renewable energy sources;
- (g) Evolve a dynamic and robust electricity infrastructure for better consumer services;
- (h) Facilitate supply of adequate and uninterrupted power to all categories of consumers;
- (i) Ensure creation of adequate capacity including reserves in generation, transmission and distribution in advance, for reliability of supply of electricity to consumers.

5.0 GENERAL APPROACH TO TARIFF

5.1 Introducing competition in different segments of the electricity industry is one of the key features of the Electricity Act, 2003. Competition will lead to significant benefits to consumers through reduction in capital costs and also efficiency of operations. It will also facilitate the price to be determined competitively. The Central Government has already issued detailed guidelines for tariff based bidding process for procurement of electricity by distribution licensees.

5.2 All future requirement of power should continue to be procured competitively by distribution licensees except in cases of expansion of existing projects or where there is a company owned or controlled by the State Government as an identified developer and where regulators will need to resort to tariff determination based on norms provided that expansion of generating capacity by private developers for this purpose would be restricted to one time addition of not more than 100% of the existing capacity.

Provided further that the Appropriate Commission, as defined in the Electricity Act, 2003, shall ensure that in case of expansion of such projects, the benefit of sharing of infrastructure of existing project and efficiency of new technology is passed on to consumers through tariff.

Provided also that the State Government can notify a policy to encourage investment in the State by allowing setting up of generating plants, including from renewable energy sources out of which a maximum of 35% of the installed capacity can be procured by the Distribution Licensees of that State for which the tariff may be determined under Section 62 of the Electricity Act, 2003.

Provided that notwithstanding the provision contained in para 5.11(j) of the policy, the tariff for such 35% of the installed capacity shall be determined by SERC.

However, the 15% of power outside long term PPAs allowed under para 5.7.1 of National Electricity Policy shall not be included in 35% allowed to be procured by Distribution Licensees of the State.

5.3 The tariff of all new generation and transmission projects of company owned or controlled by the Central Government shall continue to be determined on the basis of competitive bidding as per the Tariff Policy notified on 6th January, 2006 unless otherwise specified by the Central Government on case to case basis.

Further, intra-state transmission projects shall be developed by State Government through competitive bidding process for projects costing above a threshold limit which shall be decided by the SERCs.

5.4 The Central Electricity Regulatory Commission in consultation with Central Electricity Authority and other stakeholders shall frame within six months, regulations for determination of tariff for generation of electricity from projects using coal washery rejects. These regulations shall also be followed by State Electricity Regulatory Commissions.

Provided that procurement of power from coal washery rejects based projects developed by Central/State PSUs, Joint Venture between Government Company and Company other than Government Company in which shareholding of company other than Government Company either directly or through any of its subsidiary company or associate company shall not be more than 26% of the paid up share capital, can be done under Section 62 of the Act.

5.5 The developer of a hydroelectric project, including Pumped Storage Plant (PSP), would have the option of getting the tariff determined by the Appropriate Commission for the power to be sold through long term Power Purchase

Agreements (PPAs) on the basis of performance based cost of service regulations if the following conditions are fulfilled:

- (a) The Appropriate Commission is satisfied that the project site has been allotted to the developer by the concerned State Government after following a transparent two stage process. The first stage should be for prequalification on the basis of criteria of financial strength, past experience of developing infrastructure projects of similar size, past track record of developing projects on time and within estimated costs, turnover and ability to meet performance guarantee etc. In the second stage, bids are to be called on the basis of only one single quantifiable parameter, such as, additional free power in excess of percentage of free power, as notified by the Central Government, equity participation offered to the State Government, or any other parameter to be notified by the Central Government from time to time.
- (b) Concurrence of CEA (if required under Section 8 of the Act), financial closure, award of work and long term Power Purchase Agreement (PPA) (of the duration of 35 years or more) of the capacity specified in (c) below with distribution licensees are completed by 15.08.2022.
- (c) Long term PPA is firmed up for 60% or more of the total saleable design energy, balance being allowed for merchant sale.

Provided that distribution licensees can extend the duration of long term PPA beyond 35 years for a further period of 15 years at the existing terms and conditions subject to the approval of Appropriate Commission.

Provided further that nothing contained in this clause shall apply to Pumped Storage Plants (PSP).

- (d) The time period for commissioning of all the units of the project shall be fixed at four years from the date of approval of the commissioning schedule by the Appropriate Commission. However, the Appropriate Commission may, after recording reasons in writing, fix longer time period for hydro electric projects (reservoir as well as run-of- river projects) of more than 100 MW capacity. Agreed timelines to achieve the fixed commissioning schedule alongwith penalty for delay shall be decided by the Appropriate Commission in consultation with the Central Electricity Authority. The Appropriate Commission shall allow pass through the Interest During Construction (IDC) and Financing Cost (FC) only upto the period of delay not attributable to the developer, as approved by the CEA.
- (e) Award of contracts for supply of equipment and construction of the project, either through a turnkey or through well defined packages, are done on the basis of international competitive bidding.

5.6 Notwithstanding anything contained in Para 5.5 above, the developers of hydro electric projects of more than 100 MW design capacity for which sites have been awarded earlier by following a transparent process and on the basis of pre-determined set of criteria would have the option of getting the tariff determined by the Appropriate Commission for the power to be sold through long term PPA on the basis of cost plus under Section 62 of the Act.

5.7 In case of projects covered under Para 5.5 and 5.6, the Appropriate Commission shall determine tariff ensuring the following:

- (i) Any expenditure incurred or committed to be incurred by the project developer for getting project site allotted (except free power as notified) would neither be included in the project cost, nor any such expenditure shall be passed through in tariff.
- (ii) The project cost shall include the cost of the approved R&R plan of the Project which shall be in conformity with the following:
 - (a) the National Rehabilitation & Resettlement Policy currently in force;
 - (b) the R&R package as enclosed at appendix.
- (iii) Annual fixed charges shall be taken pro-rata to the saleable design energy tied up on the basis of long term PPAs with respect to total saleable design energy. The total saleable design energy shall be arrived at by deducting the following from the design energy at the bus bar:
 - a) Free power as notified by the Central Government from time to time for the host State and the riparian State and percentage for contribution towards Local Area Development Fund as constituted by the State Government. This free power may be suitably staggered as decided by the State Government.
 - b) Energy corresponding to 100 units of electricity to be provided free of cost every month to every Project Affected Family notified by the State Government to be offered through the concerned distribution licensee in the designated resettlement area/projects area for a period of ten years from the date of commissioning.

5.8 The Appropriate Commission shall provide for suitable regulatory framework for incentivizing the developers of Hydro Electric Projects (HEPs) for using long-term financial instruments in order to reduce the tariff burden in the initial years.

5.9 The real benefits of competition would be available only with the emergence of appropriate market conditions. Shortages of power supply will need to be overcome. Multiple players will enhance the quality of service through competition. All efforts will need to be made to bring power industry to this situation as early as possible in the overall interests of consumers. Transmission and distribution, i.e. the wires business is internationally recognized as having the characteristics of a natural monopoly where there are inherent difficulties in going beyond regulated returns on the basis of scrutiny of costs.

5.10 Consumer interest is best served in ensuring viability and sustainability of the entire value chain viz., generation, transmission and distribution of electricity, while at the same time facilitating power supply at reasonable rate to consumers. The financial turnaround/restructuring plans are approved by the Appropriate Government from time to time to achieve this objective. The Appropriate Government as well as the Appropriate Commission while implementing such plans shall ensure viability of the generation, transmission and distribution in terms of recovery of all prudent costs.

5.11 Tariff policy lays down the following framework for performance based cost of service regulation in respect of aspects common to generation, transmission as well as distribution. These shall not apply to competitively bid projects as referred to in para 6.1 and para 7.1 (6). Sector specific aspects are dealt with in subsequent sections.

a) Return on Investment

Balance needs to be maintained between the interests of consumers and the need for investments while laying down rate of return. Return should attract investments at par with, if not in preference to, other sectors so that the electricity sector is able to create adequate capacity. The rate of return should be such that it allows generation of reasonable surplus for growth of the sector.

The Central Commission would notify, from time to time, the rate of return on equity for generation and transmission projects keeping in view the assessment of overall risk and the prevalent cost of capital which shall be followed by the SERCs also. The rate of return notified by CERC for transmission may be adopted by the SERCs for distribution with appropriate modification taking into view the risks involved. For uniform approach in this matter, it would be desirable to arrive at a consensus through the Forum of Regulators.

While allowing the total capital cost of the project, the Appropriate Commission would ensure that these are reasonable and to achieve this objective, requisite benchmarks on capital costs should be evolved by the Regulatory Commissions. The Central Commission may adopt either Return on Equity or Return on Capital approach whichever is considered better in the interest of the consumers.

The State Commission may consider 'distribution and supply margin' as basis for allowing returns in distribution business at an appropriate time. The State Commission may also consider price cap regulation based on comprehensive study. The Forum of Regulators should evolve a comprehensive approach in this regard. The considerations while preparing such an approach would, inter-alia, include issues such as reduction in Aggregate Technical and Commercial losses, improving the standards of performance and reduction in cost of supply.

b) Equity Norms

For financing of future capital cost of projects, a Debt: Equity ratio of 70:30 should be adopted. Promoters would be free to have higher quantum of equity investments. The equity in excess of this norm should be treated as loans advanced at the weighted average rate of interest and for a weighted average tenor of the long term debt component of the project after ascertaining the reasonableness of the interest rates and taking into account the effect of debt restructuring done, if any. In case of equity below the normative level, the actual equity would be used for determination of Return on Equity in tariff computations.

c) Depreciation

The Central Commission may notify the rates of depreciation in respect of generation and transmission assets. The depreciation rates so notified would also be applicable for distribution assets with appropriate modification as may be evolved by the Forum of Regulators.

Provided that the Appropriate Commission shall specify, for the purpose of tariff determination, an upper ceiling of the rate of depreciation to be applicable during the useful life of the project and the developer shall have the option of indicating, while seeking approval for tariff, lower rate of depreciation subject to the aforesaid ceiling.

The rates of depreciation so notified would be applicable for the purpose of tariffs as well as accounting.

There should be no need for any advance against depreciation.

Benefit of reduced tariff after the assets have been fully depreciated should remain available to the consumers.

Notwithstanding the above, power from those plants of a generating company, where either whose PPAs have expired or plants have completed their useful life, may be bundled with power from renewable generating plants to be set up through the process of bidding or for which the equipment for setting up such plant is procured through competitive bidding. In such cases, power from such plants can be reallocated to beneficiaries purchasing power from renewable energy generating plants on the principles to be decided by Appropriate Government. The Obligated Entities which finally buy such power shall account towards their renewable purchase obligation to the extent of power bought from renewable energy generating plants.

The scheduling and despatch of such conventional and renewable generating plants shall be done separately.

d) Cost of Debt

Structuring of debt, including its tenure, with a view to reducing the tariff should be encouraged. Savings in costs on account of subsequent restructuring of debt should be suitably incentivised by the Regulatory Commissions keeping in view the interests of the consumers.

e) Cost of Management of Foreign Exchange Risk

Foreign exchange variation risk shall not be a pass through. However, appropriate costs of hedging and swapping to take care of foreign exchange variations should be allowed for debt obtained in foreign currencies. This provision would be relevant only for the projects where tariff has not been determined on the basis of competitive bids.

f) Operating Norms

Suitable performance norms of operations together with incentives and disincentives would need to be evolved along with appropriate arrangement for sharing the gains of efficient operations with the consumers. Except for the cases referred to in para 5.11(h)(2), the operating parameters in tariffs should be at “normative levels” only and not at “lower of normative and actuals”. This is essential to encourage better operating performance. The norms should be efficient, reliable to past performance, capable of achievement and progressively reflecting increased efficiencies and may also take into consideration the latest technological advancements, fuel, vintage of equipments, nature of operations, level of service to be provided to consumers etc. Continued and proven inefficiency must be controlled and penalized.

The Central Commission would, in consultation with the Central Electricity Authority, notify operating norms from time to time for generation and transmission. The SERC would adopt these norms. In cases where operations have been much below the norms for many previous years, the SERCs may fix relaxed norms suitably and draw a transition path over the time for achieving the norms notified by the Central Commission, or phase them out in accordance with the norms specified by the Authority in this regard.

Operating norms for distribution networks would be notified by the concerned SERCs. For uniformity, the Forum of Regulators should evolve model guidelines taking into consideration the state specific distinctive features.

g) Renovation and Modernization

Renovation and modernization of generation plants (including repowering of wind generating plants) need to be encouraged for higher efficiency levels even though they may have not completed their useful life. This shall not include periodic overhauls. A Multi-Year Tariff (MYT) framework may be prescribed which should also cover capital investments necessary for renovation and modernization and an incentive framework to share the benefits of efficiency improvement between the utilities and the beneficiaries with reference to revised and specific performance norms to be fixed by the Appropriate Commission. Appropriate capital costs required for predetermined efficiency gains and/or for sustenance of high level performance would need to be assessed by the Appropriate Commission.

h) Multi Year Tariff

- 1) Section 61 of the Act states that the Appropriate Commission for determining the terms and conditions for the determination of tariff shall be guided, inter-alia, by Multi-Year Tariff (MYT) principles. The framework should feature a five-year control period. The initial control period may, however, be of 3 year duration for transmission and distribution if deemed necessary by the Regulatory Commission on account of data uncertainties and other practical considerations. In cases of lack of reliable data, the Appropriate Commission may state assumptions in MYT for first control period and a fresh control period may be started as and when more reliable data becomes available.
- 2) In cases where operations have been much below the norms for many previous years, the initial starting point in determining the revenue requirement and the improvement trajectories should be recognized at

“relaxed” levels and not the “desired” levels. Suitable benchmarking studies may be conducted to establish the “desired” performance standards. Separate studies may be required for each utility to assess the capital expenditure necessary to meet the minimum service standards.

- 3) Once the revenue requirements are established at the beginning of the control period, the Regulatory Commission should focus on regulation of outputs and not the input cost elements. At the end of the control period, a comprehensive review of performance may be undertaken.
- 4) Uncontrollable costs should be recovered speedily to ensure that future consumers are not burdened with past costs. Uncontrollable costs would include (but not limited to) fuel costs, costs on account of inflation, taxes and cess, variations in power purchase unit costs including on account of adverse natural events.
- 5) Clear guidelines and regulations on information disclosure may be developed by the Regulatory Commissions. Section 62 (2) of the Act empowers the Appropriate Commission to require licensees to furnish separate details, as may be specified in respect of generation, transmission and distribution for determination of tariff.

(i) Benefits under Clean Development Mechanism (CDM)

Tariff fixation for all electricity projects (generation, transmission and distribution) that result in lower Green House Gas (GHG) emissions than the relevant base line should take into account the benefits obtained from the Clean Development Mechanism (CDM) into consideration, in a manner so as to provide adequate incentive to the project developers.

(j) Composite Scheme

Sub-section (b) of Section 79(1) of the Act provides that Central Commission shall regulate the tariff of generating company, if such generating company enters into or otherwise have a composite scheme for generation and sale of electricity in more than one State.

Explanation: The composite scheme as specified under section 79(1) of the Act shall mean a scheme by a generating company for generation and sale of electricity in more than one State, having signed long-term or medium-term PPA prior to the date of commercial operation of the project (the COD of the last unit of the project will be deemed to be the date of commercial operation of the project) for sale of atleast 10% of the capacity of the project to a distribution licensee outside the State in which such project is located.

5.12 While it is recognized that the State Governments have the right to impose duties, taxes, cess on sale or consumption of electricity, these could potentially distort competition and optimal use of resources especially if such levies are used selectively and on a non-uniform basis.

In some cases, the duties etc. on consumption of electricity is linked to sources of generation (like captive generation) and the level of duties levied is much higher as compared to that being levied on the same category of consumers who draw power from grid. Such a distinction is invidious and inappropriate. The sole purpose of freely allowing captive generation is to enable industries to access reliable, quality and cost effective power. Particularly, the provisions relating to captive power plants which can be set up by group of consumers has been brought in recognition of the fact that efficient expansion of small and medium industries across the country will lead to faster economic growth and creation of larger employment opportunities.

For realizing the goal of making available electricity to consumers at reasonable and competitive prices, it is necessary that such duties are kept at reasonable level.

5.13 The Act provides for introduction of open access for consumers of one megawatt and above in a time bound manner. The Regulatory Commissions shall introduce open access for different categories of consumers as per the provisions of the Act.

6.0 GENERATION

Accelerated growth of the generation capacity sector is essential to meet the estimated growth in demand. Adequacy of generation is also essential for efficient functioning of power markets. At the same time, it is to be ensured that new capacity addition should deliver electricity at most efficient rates to protect the interests of consumers. This policy stipulates the following for meeting these objectives.

6.1 Procurement of power

As stipulated in para 5.1, power procurement for future requirements should be through a transparent competitive bidding mechanism using the guidelines issued by the Central Government from time to time. These guidelines provide for procurement of electricity separately for base load requirements and for peak load requirements. This would facilitate setting up of generation capacities specifically for meeting such requirements.

However, some of the competitively bid projects as per the guidelines dated 19th January, 2005 have experienced difficulties in getting the required quantity of coal from Coal India Limited (CIL). In case of reduced quantity of

domestic coal supplied by CIL, vis-à-vis the assured quantity or quantity indicated in Letter of Assurance/FSA the cost of imported/market based e-auction coal procured for making up the shortfall, shall be considered for being made a pass through by Appropriate Commission on a case to case basis, as per advisory issued by Ministry of Power vide OM No. FU-12/2011-IPC (Vol-III) dated 31.7.2013.

6.2 Tariff structuring and associated issues

- (1) A two-part tariff structure should be adopted for all long-term and medium-term contracts to facilitate Merit Order dispatch. According to National Electricity Policy, the Availability Based Tariff (ABT) is also to be introduced at State level. This framework would be extended to generating stations (including grid connected captive plants of capacities as determined by the SERC). The Appropriate Commission shall introduce differential rates of fixed charges for peak and off peak hours for better management of load within a period of two years.

Power stations are required to be available and ready to dispatch at all times. Notwithstanding any provision contained in the Power Purchase Agreement (PPA), in order to ensure better utilization of un-requisitioned generating capacity of generating stations, based on regulated tariff under Section 62 of the Electricity Act 2003, the procurer shall communicate, at least twenty four hours before 00.00 hours of the day when the power and quantum thereof is not requisitioned by it enabling the generating stations to sell the same in the market in consonance with laid down policy of Central Government in this regard. The developer and the procurers signing the PPA would share the gains realized from sale, if any, of such un-requisitioned power in market in the ratio of 50:50, if not already provided in the PPA. Such gain will be calculated as the difference between selling price of such power and fuel charge. It should, however, be ensured that such merchant sale does not result in adverse impact on the original beneficiary(ies) including in the form of higher average energy charge vis-à-vis the energy charge payable without the merchant sale. For the projects under section 63 of the Act, the methodology for such sale may be decided by the Appropriate Commission on mutually agreed terms between procurer and generator or unless already specified in the PPA.

- (2) Power Purchase Agreement should ensure adequate and bankable payment security arrangements to the Generating companies. In case of persisting default on payment of agreed tariff as per PPA in spite of the available payment security mechanisms like letter of credit, escrow of cash flows etc. the generating companies may sell such power to other buyers.
- (3) In case of coal based generating stations, the cost of project will also include reasonable cost of setting up coal washeries, coal beneficiation system and dry ash handling & disposal system.
- (4) After the award of bids, if there is any change in domestic duties, levies, cess and taxes imposed by Central Government, State Governments/Union Territories or by any Government instrumentality leading to corresponding changes in the cost, the same may be treated as "Change in Law" and may unless provided otherwise in the PPA, be allowed as pass through subject to approval of Appropriate Commission.
- (5) The thermal power plant(s) including the existing plants located within 50 km radius of sewage treatment plant of Municipality/local bodies/similar organization shall in the order of their closeness to the sewage treatment plant, mandatorily use treated sewage water produced by these bodies and the associated cost on this account be allowed as a pass through in the tariff. Such thermal plants may also ensure back-up source of water to meet their requirement in the event of shortage of supply by the sewage treatment plant. The associated cost on this account shall be factored into the fixed cost so as not to disturb the merit order of such thermal plant. The shutdown of the sewage treatment plant will be taken in consultation with the developer of the power plant.

6.3 Harnessing captive generation

Captive generation is an important means to making competitive power available. Appropriate Commission should create an enabling environment that encourages captive power plants to be connected to the grid.

Such captive plants could supply surplus power through grid subject to the same regulation as applicable to generating companies. Firm supplies may be bought from captive plants by distribution licensees using the guidelines issued by the Central Government under section 63 of the Act taking into account second proviso of para 5.2 of this Policy.

The prices should be differentiated for peak and off-peak supply and the tariff should include variable cost of generation at actual levels and reasonable compensation for capacity charges.

Wheeling charges and other terms and conditions for implementation should be determined in advance by the respective State Commission, duly ensuring that the charges are reasonable and fair.

Grid connected captive plants could also supply power to non-captive users connected to the grid through available transmission facilities based on negotiated tariffs. Such sale of electricity would be subject to relevant regulations for open access including compliance of relevant provisions of rule 3 of the Electricity Rules, 2005.

6.4 Renewable sources of energy generation including Co-generation from renewable energy sources:

- (1) Pursuant to provisions of section 86(1)(e) of the Act, the Appropriate Commission shall fix a minimum percentage of the total consumption of electricity in the area of a distribution licensee for purchase of energy from renewable energy sources, taking into account availability of such resources and its impact on retail tariffs. Cost of purchase of renewable energy shall be taken into account while determining tariff by SERCs. Long term growth trajectory of Renewable Purchase Obligations (RPOs) will be prescribed by the Ministry of Power in consultation with MNRE.

Provided that cogeneration from sources other than renewable sources shall not be excluded from the applicability of RPOs.

- (i) Within the percentage so made applicable, to start with, the SERCs shall also reserve a minimum percentage for purchase of solar energy from the date of notification of this policy which shall be such that it reaches 8% of total consumption of energy, excluding Hydro Power, by March 2022 or as notified by the Central Government from time to time.
 - (ii) Distribution Licensee(s) shall compulsorily procure 100% power produced from all the Waste-to-Energy plants in the State, in the ratio of their procurement of power from all sources including their own, at the tariff determined by the Appropriate Commission under Section 62 of the Act.
 - (iii) It is desirable that purchase of energy from renewable sources of energy takes place more or less in the same proportion in different States. To achieve this objective in the current scenario of large availability of such resources only in certain parts of the country, an appropriate mechanism such as Renewable Energy Certificate (REC) would need to be promoted. Through such a mechanism, the renewable energy based generation companies can sell the electricity to local distribution licensee at the rates for conventional power and can recover the balance cost by selling certificates to other distribution companies and obligated entities enabling the latter to meet their renewable power purchase obligations. The REC mechanism should also have a solar specific REC.
 - (iv) Appropriate Commission may also provide for a suitable regulatory framework for encouraging such other emerging renewable energy technologies by prescribing separate technology based REC multiplier (i.e. granting higher or lower number of RECs to such emerging technologies for the same level of generation). Similarly, considering the change in prices of renewable energy technologies with passage of time, the Appropriate Commission may prescribe vintage based REC multiplier (i.e. granting higher or lower number of RECs for the same level of generation based on year of commissioning of plant).
- (2) States shall endeavor to procure power from renewable energy sources through competitive bidding to keep the tariff low, except from the waste to energy plants. Procurement of power by Distribution Licensee from renewable energy sources from projects above the notified capacity, shall be done through competitive bidding process, from the date to be notified by the Central Government.

However, till such notification, any such procurement of power from renewable energy sources projects, may be done under Section 62 of the Electricity Act, 2003. While determining the tariff from such sources, the Appropriate Commission shall take into account the solar radiation and wind intensity which may differ from area to area to ensure that the benefits are passed on to the consumers.

- (3) The Central Commission should lay down guidelines for pricing intermittent power, especially from renewable energy sources, where such procurement is not through competitive bidding. The tariff stipulated by CERC shall act as a ceiling for that category.
- (4) In order to incentivize the Distribution Companies to procure power from renewable sources of energy, the Central Government may notify, from time to time, an appropriate bid-based tariff framework for renewable energy, allowing the tariff to be increased progressively in a back-loaded or any other manner in the public interest during the period of PPA, over the life cycle of such a generating plant. Correspondingly, the procurer of such bid-based renewable energy shall comply with the obligations for payment of tariff so determined.
- (5) In order to promote renewable energy sources, any generating company proposing to establish a coal/lignite based thermal generating station after a specified date shall be required to establish such renewable energy generating capacity or procure and supply renewable energy equivalent to such capacity, as may be prescribed by the Central Government from time to time after due consultation with stakeholders. The renewable energy produced by each generator may be bundled with its thermal generation for the purpose of sale. In case an obligated entity procures this renewable power, then the SERCs will consider the obligated entity to have met the Renewable Purchase Obligation (RPO) to the extent of power bought from such renewable energy generating stations.

Provided further that in case any existing coal and lignite based thermal power generating station, with the concurrence of power procurers under the existing Power Purchase Agreements, chooses to set up additional renewable energy generating capacity, the power from such plant shall be allowed to be bundled and tariff of such renewable energy shall be allowed to be pass through by the Appropriate Commission. The Obligated

Entities who finally buy such power shall account towards their renewable purchase obligations.

Provided also that scheduling and despatch of such conventional and renewable generating plants shall be done separately.

- (6) In order to further encourage renewable sources of energy, no inter-State transmission charges and losses may be levied till such period as may be notified by the Central Government on transmission of the electricity generated from solar and wind sources of energy through the inter-state transmission system for sale.
- (7) Appropriate Commission may provide regulatory framework to facilitate generation and sale of electricity from renewable energy sources particularly from roof-top solar system by any entity including local authority, Panchayat Institution, user institution, cooperative society, Non-Governmental Organization, franchisee or by Renewable Energy Service Company. The Appropriate Government may also provide complementary policy support for this purpose.

Explanation: "Renewable Energy Service Company" means an energy service company which provides renewable energy to the consumers in the form of electricity.

7.0 TRANSMISSION

The transmission system in the country consists of the regional networks, the inter-regional connections that carry electricity across the five regions and the State networks. Development of the State networks has not been uniform and capacity in such networks needs to be augmented. These networks will play an important role in intra-State power flows and also in the regional and national flows. The tariff policy, in so far as transmission is concerned, seeks to achieve the following objectives:

1. Ensuring optimal development of the transmission network ahead of generation with adequate margin for reliability and to promote efficient utilization of generation and transmission assets in the country;
2. Attracting the required investments in the transmission sector and providing adequate returns.

7.1 Transmission pricing

(1) A suitable transmission tariff framework for all inter-State transmission, including transmission of electricity across the territory of an intervening State as well as conveyance within the State which is incidental to such inter-state transmission, has been implemented with the objective of promoting effective utilization of all assets across the country and accelerated development of new transmission capacities that are required.

(2) The National Electricity Policy mandates that the national tariff framework implemented should be sensitive to distance, direction and related to quantum of power flow. This has been developed by CERC taking into consideration the advice of the CEA. Sharing of transmission charges shall be done in accordance with such tariff mechanism as amended from time to time.

(3) Transmission charges, under this framework, can be determined on MW per circuit kilometer basis, zonal postage stamp basis, or some other pragmatic variant, the ultimate objective being to get the transmission system users to share the total transmission cost in proportion to their respective utilization of the transmission system. The 'utilization' factor should duly capture the advantage of reliability reaped by all. The spread between minimum and maximum transmission rates should be such as not to inhibit planned development/augmentation of the transmission system but should discourage non-optimal transmission investment.

(4) In view of the approach laid down by the NEP, prior agreement with the beneficiaries would not be a pre-condition for network expansion. CTU/STU should undertake network expansion after identifying the requirements in consonance with the National Electricity Plan and in consultation with stakeholders and taking up the execution after due regulatory approvals. For smooth operation of the grid, efforts should be made to develop transmission system ahead of generation.

(5) The Central Commission has specified norms for capital and operating costs and laid down Standards of Performance for inter-State transmission licensees. Tariff determination and adherence to Standards of Performance shall be carried out in accordance with these norms, as amended from time to time.

(6) Investment by transmission developer including CTU/STUs would be invited through competitive bids in accordance with the guidelines issued by the Central Government from time to time.

(7) While all future inter-state transmission projects shall, ordinarily, be developed through competitive bidding process, the Central Government may give exemption from competitive bidding for (a) specific category of projects of strategic importance, technical upgradation etc. or (b) works required to be done to cater to an urgent situation on a case to case basis.

(8) CERC has specified Regulation on framework for the inter-State transmission. A similar approach should be implemented by SERCs for the intra-State transmission, duly considering factors like voltage, distance, direction and quantum of flow.

(9) Metering compatible with the requirements of the proposed transmission tariff framework should be established on priority basis. The metering should be compatible with ABT requirements, which would also facilitate implementation of Time of Day (ToD) tariffs.

7.2 Transmission loss allocation

(1) Transactions are being charged on the basis of average losses arrived at after appropriately considering the distance and directional sensitivity, as applicable to relevant voltage level, on the transmission system. Based on the methodology laid down by the CERC in this regard for inter-state transmission, the SERCs may evolve a similar framework for intra-state transmission.

The loss framework should ensure that the loss compensation is reasonable and linked to applicable technical loss benchmarks. The benchmarks may be determined by the Appropriate Commission after considering advice of CEA.

(2) It would be desirable to move to a system of loss compensation based on incremental losses as present deficiencies in transmission capacities are overcome through network expansion. The Appropriate Commission may require necessary studies to be conducted to establish the allowable level of system loss for the network configuration and the capital expenditure required to augment the transmission system and reduce system losses. Since additional flows above a level of line loading lead to significantly higher losses, CTU/STU should ensure upgrading of transmission systems to avoid the situations of overloading. The Appropriate Commission should permit adequate capital investments in new assets for upgrading the transmission system.

7.3 Other issues in transmission

(1) Financial incentives and disincentives should be implemented for the CTU and the STU around the Key Performance Indicators (KPI) for these organisations. Such KPIs would include efficient network construction, system availability and loss reduction.

(2) All available information should be shared with intending users by the CTU/STU and the load dispatch centers, particularly information on available transmission capacity and load flow studies.

(3) In extraordinary circumstances including threat to security to the State, public order or natural calamity, if the Central Government allocates power out of the unallocated share of the Central Generating Stations or otherwise, such allocation of power will have priority over short-term, medium-term and long-term access in this order.

7.4 Ancillary Services

(1) The Central Commission may introduce the norms and framework for ancillary services, including the method of sharing the charges, necessary to support the power system or grid operation for maintaining power quality, reliability and security of the grid.

(2) The Central Commission shall also consult the Central Electricity Authority, SERCs/JERCs, CTUs/STUs and NLDC/RLDC/SLDCs while specifying the norms for ancillary services.

(3) The State Commission shall also adopt the norms and framework for ancillary services as specified by the Central Commission.

8.0 DISTRIBUTION

Supply of reliable and quality power of specified standards in an efficient manner and at reasonable rates is one of the main objectives of the National Electricity Policy. The State Commission should determine and notify the standards of performance of licensees with respect to quality, continuity and reliability of service for all consumers. It is desirable that the Forum of Regulators determines the basic framework on service standards. A suitable transition framework could be provided for the licensees to reach the desired levels of service as quickly as possible. Penalties may be imposed on licensees in accordance with section 57 of the Act for failure to meet the standards.

Making the distribution segment of the industry efficient and solvent is the key to success of power sector reforms and provision of services of specified standards. Therefore, the Regulatory Commissions need to strike the right balance between the requirements of the commercial viability of distribution licensees and consumer interests. Loss making utilities need to be transformed into profitable ventures which can raise necessary resources from the capital markets to provide services of international standards to enable India to achieve its full growth potential. Efficiency in operations should be encouraged. Gains of efficient operations with reference to normative parameters should be appropriately shared between consumers and licensees.

Appropriate Commission should mandate Distribution Licensee to undertake load forecasting every year and to publish and submit to the Commission their short, medium and long-term power procurement plans to meet the load.

The State Regulatory Commission will devise a specific trajectory so that 24 hours supply of adequate and uninterrupted power can be ensured to all categories of consumers by 2021-22 or earlier depending upon the prevailing situation in the State.

Micro-grids supplying renewable energy are being set up in such areas where the grid has not reached or where adequate power is not available in the grid. Investment involved in setting up of such microgrids is substantial. One of the risks of investment is grid reaching the area before the completion of the project life and thereby making power from micro grids costly and unviable. In order to mitigate such risk and incentivize investment in microgrids, there is a need to put in place an appropriate regulatory framework to mandate compulsory purchase of power into the grid from such micro grids at a tariff to be determined under section 62 of the Act considering depreciated cost of investments and keeping in view industry benchmark and with a cap if necessary, as approved by the Appropriate Commission. The Appropriate Commission shall notify necessary regulations in this regard within six months.

8.1 Implementation of Multi-Year Tariff (MYT) framework

- 1) MYT framework would minimise risks for utilities and consumers, promote efficiency and appropriate reduction of system losses and attract investments. It would also bring greater predictability to consumer tariffs on the whole by restricting tariff adjustments to known indicators of power purchase prices and inflation indices. The framework should be applied for both public and private utilities.
- 2) The State Commissions should introduce mechanisms for sharing of excess profits and losses with the consumers as part of the overall MYT framework. In the first control period the incentives for the utilities may be asymmetric with the percentage of the excess profits being retained by the utility set at higher levels than the percentage of losses to be borne by the utility. This is necessary to accelerate performance improvement and reduction in losses and will be in the long term interest of consumers by way of lower tariffs.
- 3) As indicated in para 5.11(h), the MYT framework implemented in the initial control period should have adequate flexibility to accommodate changes in the baselines consequent to metering being completed.
- 4) Licensees may have the flexibility of charging lower tariffs than approved by the State Commission if competitive conditions require so without having a claim on additional revenue requirement on this account in accordance with Section 62 of the Act.
- 5) At the beginning of the control period when the “actual” costs form the basis for future projections, there may be a large uncovered gap between required tariffs and the tariffs that are presently applicable. This gap should be fully met through tariff charges and through alternative means that could inter-alia include financial restructuring and transition financing.
- 6) Incumbent licensees should have the option of filing for separate revenue requirements and tariffs for an area where the State Commission has issued multiple distribution licenses, pursuant to the provisions of Section 14 of the Act read with para 5.4.7 of the National Electricity Policy.
- 7) Appropriate Commissions should initiate tariff determination and regulatory scrutiny on a suo moto basis in case the licensee does not initiate filings in time. It is desirable that requisite tariff changes come into effect from the date of commencement of each financial year and any gap on account of delay in filing should be on account of licensee.

8.2 Framework for revenue requirements and costs

8.2.1 The following aspects would need to be considered in determining tariffs:

- (1) All power purchase costs need to be considered legitimate unless it is established that the merit order principle has been violated or power has been purchased at unreasonable rates. The reduction of Aggregate Technical & Commercial (AT&C) losses needs to be brought about but not by denying revenues required for power purchase for 24 hours supply and necessary and reasonable O&M and investment for system upgradation. Consumers, particularly those who are ready to pay a tariff which reflects efficient costs have the right to get uninterrupted 24 hours supply of quality power. Actual level of retail sales should be grossed up by normative level of T&D losses as indicated in MYT trajectory for allowing power purchase cost subject to justifiable power purchase mix variation (for example, more energy may be purchased from thermal generation in the event of poor rainfall) and fuel surcharge adjustment as per regulations of the SERC.
- (2) AT&C loss reduction should be incentivised by linking returns in a MYT framework to an achievable trajectory. Greater transparency and nurturing of consumer groups would be efficacious. For government owned utilities improving governance to achieve AT&C loss reduction is a more difficult and complex challenge for the SERCs. Prescription of a MYT dispensation with different levels of consumer tariffs in succeeding years linked to different AT&C loss levels aimed at covering full costs could generate the requisite political will for effective action to reduce theft as the alternative would be stiffer tariff increases. Third party verification of energy audit results for different areas/localities could be used to impose area/locality specific surcharge for greater AT&C loss levels and this in turn could generate local consensus for effective action for better governance. The SERCs may also encourage suitable local area based incentive and disincentive scheme for the staff of the utilities linked to reduction in losses.

The SERC shall undertake independent assessment of baseline data for various parameters for every distribution circle of the licensee.

The SERC shall also institute a system of independent scrutiny of financial and technical data submitted by the licensees.

As the metering is completed up to appropriate level in the distribution network, it should be possible to segregate technical losses. Accordingly technical loss reduction under MYT framework should then be treated as distinct from commercial loss reduction which requires a different approach.

- (3) Section 65 of the Act provides that no direction of the State Government regarding grant of subsidy to consumers in the tariff determined by the State Commission shall be operative if the payment on account of subsidy as decided by the State Commission is not made to the utilities and the tariff fixed by the State Commission shall be applicable from the date of issue of orders by the Commission in this regard. The State Commissions should ensure compliance of this provision of law to ensure financial viability of the utilities. To ensure implementation of the provision of the law, the State Commission should determine the tariff initially, without considering the subsidy commitment by the State Government and subsidised tariff shall be arrived at thereafter considering the subsidy by the State Government for the respective categories of consumers.
- (4) Working capital should be allowed duly recognising the transition issues faced by the utilities such as progressive improvement in recovery of bills. Bad debts should be recognised as per policies developed and subject to the approval of the State Commission.
- (5) Pass through of past losses or profits should be allowed to the extent caused by uncontrollable factors. During the transition period controllable factors should be to the account of utilities and consumers in proportions determined under the MYT framework.
- (6) The contingency reserves should be drawn upon with prior approval of the State Commission only in the event of contingency conditions specified through regulations by the State Commission. The existing practice of providing for development reserves and tariff and dividend control reserves should be discontinued.
- (7) Section 61 of the Act mandates that the Appropriate Commission, while determining tariff, shall not only ensure safeguarding of consumer's interests but also the recovery of the cost of electricity in a reasonable manner. Section 62 of the Act further provides for periodic tariff adjustment during a year to take care of the variation in fuel price, as may be specified.

Therefore, the Appropriate Commission shall specify an appropriate price adjustment formula for recovery of the costs, arising on account of the variation in the price of fuel, power purchase etc. on monthly/quarterly basis for recovery of all prudent costs of the generating company and the licensee.

8.2.2 The facility of a regulatory asset has been adopted by some Regulatory Commissions in the past to limit tariff impact in a particular year. This should be done only as a very rare exception in case of natural calamity or force majeure conditions and subject to the following:

- a. Under business as usual conditions, no creation of Regulatory Assets shall be allowed;
- b. Recovery of outstanding Regulatory Assets along with carrying cost of Regulatory Assets should be time bound and within a period not exceeding seven years. The State Commission may specify the trajectory for the same.

8.3 Tariff design: Linkage of tariffs to cost of service

It has been widely recognised that rational and economic pricing of electricity can be one of the major tools for energy conservation and sustainable use of ground water resources.

In terms of the Section 61(g) of the Act, the Appropriate Commission shall be guided by the objective that the tariff progressively reflects the efficient and prudent cost of supply of electricity.

The State Governments can give subsidy to the extent they consider appropriate as per the provisions of section 65 of the Act. Direct subsidy is a better way to support the poorer categories of consumers than the mechanism of cross-subsidizing the tariff across the board. Subsidies should be targeted effectively and in transparent manner. As a substitute of cross subsidies, the State Government has the option of raising resources through mechanism of electricity duty and giving direct subsidies to only needy consumers. This is a better way of targeting subsidies effectively.

Accordingly, the following principles would be adopted:

1. Consumers below poverty line who consume below a specified level, as prescribed in the National Electricity Policy may receive a special support through cross subsidy. Tariffs for such designated group of consumers will be at least 50% of the average cost of supply.
2. For achieving the objective that the tariff progressively reflects the cost of supply of electricity, the Appropriate Commission would notify a roadmap such that tariffs are brought within $\pm 20\%$ of the average cost of supply. The road map would also have intermediate milestones, based on the approach of a gradual

reduction in cross subsidy.

3. While fixing tariff for agricultural use, the imperatives of the need of using ground water resources in a sustainable manner would also need to be kept in mind in addition to the average cost of supply. Tariff for agricultural use may be set at different levels for different parts of a state depending on the condition of the ground water table to prevent excessive depletion of ground water. Section 62 (3) of the Act provides that geographical position of any area could be one of the criteria for tariff differentiation. A higher level of subsidy could be considered to support poorer farmers of the region where adverse ground water table condition requires larger quantity of electricity for irrigation purposes subject to suitable restrictions to ensure maintenance of ground water levels and sustainable ground water usage.
4. Extent of subsidy for different categories of consumers can be decided by the State Government keeping in view various relevant aspects. But provision of free electricity is not desirable as it encourages wasteful consumption of electricity. Besides in most cases, lowering of water table in turn creating avoidable problem of water shortage for irrigation and drinking water for later generations. It is also likely to lead to rapid rise in demand of electricity putting severe strain on the distribution network thus adversely affecting the quality of supply of power. Therefore, it is necessary that reasonable level of user charges is levied. The subsidized rates of electricity should be permitted only up to a pre-identified level of consumption beyond which tariffs reflecting efficient cost of service should be charged from consumers. If the State Government wants to reimburse even part of this cost of electricity to poor category of consumers the amount can be paid in cash or any other suitable way. Use of prepaid meters can also facilitate this transfer of subsidy to such consumers.
5. Metering of supply to agricultural/rural consumers can be achieved in a consumer friendly way and in effective manner by management of local distribution in rural areas through commercial arrangement with franchisees with involvement of panchayat institutions, user associations, cooperative societies etc. Use of smart meters may be encouraged as a cost effective option for metering in cases of "limited use consumers" who are eligible for subsidized electricity.

8.4 Definition of tariff components and their applicability

1. Two-part tariffs featuring separate fixed and variable charges and time differentiated tariff shall be introduced on priority for large consumers (say, consumers with demand exceeding 1 MW) within one year and subsequently for all consumers within a period of five years or such period as may be specified. This would also help in flattening the peak and implementing various energy conservation measures.
2. The National Electricity Policy states that existing PPAs with the generating companies would need to be suitably assigned to the successor distribution companies. The State Governments may make such assignments taking care of different load profiles of the distribution companies so that retail tariffs are uniform in the State for different categories of consumers. Thereafter, the retail tariffs would reflect the relative efficiency of distribution companies in procuring power at competitive costs, controlling theft and reducing other distribution losses.
3. The Appropriate Commission may provide incentives to encourage metering and billing based on metered tariffs, particularly for consumer categories that are presently unmetered to a large extent. The metered tariffs and the incentives should be given wide publicity. Smart meters have the advantages of remote metering and billing, implementation of peak and off-peak tariff and demand side management through demand response. These would become essential in future for load-generation balancing due to increasing penetration of intermittent type of generation like wind and solar power.

Appropriate Commission shall, therefore, mandate smart meters for:

- (a) Consumers with monthly consumption of 500 units and more at the earliest but not later than 31.12.2017;
- (b) Consumers with monthly consumption above 200 units by 31.12.2019.

Further, two way smart meters shall be provided to all prosumers, who also sell back electricity to the grid as and when they require.

In order to enable energy audit in the distribution system, all distribution companies shall ensure smart meters in their electricity system throughout the chain from transformers at 132kV level right down to distribution transformer level at 11kV and further down to each consumer. Further, in order to reduce theft of power, the distribution companies should have enabling feature like distribution SCADA with distribution management system and energy audit functions. SERCs shall mandate these to be in place within two years.

4. The SERCs may also suitably regulate connection charges to be recovered by the distribution licensee to ensure that second distribution licensee does not resort to cherry picking by demanding unreasonable connection charges. The connection charges of the second licensee should not be more than those payable to the incumbent licensee.

8.5 Cross-subsidy surcharge and additional surcharge for open access

- 8.5.1 National Electricity Policy lays down that the amount of cross-subsidy surcharge and the additional surcharge to be levied from consumers who are permitted open access should not be so onerous that it eliminates competition which is intended to be fostered in generation and supply of power directly to the consumers through open access.

A consumer who is permitted open access will have to make payment to the generator, the transmission licensee whose transmission systems are used, distribution utility for the wheeling charges and, in addition, the cross subsidy surcharge. The computation of cross subsidy surcharge, therefore, needs to be done in a manner that while it compensates the distribution licensee, it does not constrain introduction of competition through open access. A consumer would avail of open access only if the payment of all the charges leads to a benefit to him. While the interest of distribution licensee needs to be protected it would be essential that this provision of the Act, which requires the open access to be introduced in a time-bound manner, is used to bring about competition in the larger interest of consumers.

SERCs may calculate the cost of supply of electricity by the distribution licensee to consumers of the applicable class as aggregate of (a) per unit weighted average cost of power purchase including meeting the Renewable Purchase Obligation; (b) transmission and distribution losses applicable to the relevant voltage level and commercial losses allowed by the SERC; (c) transmission, distribution and wheeling charges up to the relevant voltage level; and (d) per unit cost of carrying regulatory assets, if applicable.

Surcharge formula:

$$S = T - [C / (1 - L/100) + D + R]$$

Where

S is the surcharge

T is the tariff payable by the relevant category of consumers, including reflecting the Renewable Purchase Obligation

C is the per unit weighted average cost of power purchase by the Licensee, including meeting the Renewable Purchase Obligation

D is the aggregate of transmission, distribution and wheeling charge applicable to the relevant voltage level

L is the aggregate of transmission, distribution and commercial losses, expressed as a percentage applicable to the relevant voltage level

R is the per unit cost of carrying regulatory assets.

Above formula may not work for all distribution licensees, particularly for those having power deficit, the State Regulatory Commissions, while keeping the overall objectives of the Electricity Act in view, may review and vary the same taking into consideration the different circumstances prevailing in the area of distribution licensee.

Provided that the surcharge shall not exceed 20% of the tariff applicable to the category of the consumers seeking open access.

Provided further that the Appropriate Commission, in consultation with the Appropriate Government, shall exempt levy of cross subsidy charge on the Railways, as defined in Indian Railways Act, 1989 being a deemed licensee, on electricity purchased for its own consumption.

- 8.5.2 No surcharge would be required to be paid in terms of sub-section (2) of Section 42 of the Act on the electricity being sold by the generating companies with consent of the competent government under Section 43(A)(1)(c) of the Electricity Act, 1948 (now repealed) and on the electricity being supplied by the distribution licensee on the authorisation by the State Government under Section 27 of the Indian Electricity Act, 1910 (now repealed), till the current validity of such consent or authorisation.
- 8.5.3 The surcharge may be collected either by the distribution licensee, the transmission licensee, the STU or the CTU, depending on whose facilities are used by the consumer for availing electricity supplies. In all cases the amounts collected from a particular consumer should be given to the distribution licensee in whose area the

consumer is located. In case of two licensees supplying in the same area, the licensee from whom the consumer was availing supply shall be paid the amounts collected.

- 8.5.4 The additional surcharge for obligation to supply as per section 42(4) of the Act should become applicable only if it is conclusively demonstrated that the obligation of a licensee, in terms of existing power purchase commitments, has been and continues to be stranded, or there is an unavoidable obligation and incidence to bear fixed costs consequent to such a contract. The fixed costs related to network assets would be recovered through wheeling charges.
- 8.5.5 Wheeling charges should be determined on the basis of same principles as laid down for intra-state transmission charges and in addition would include average loss compensation of the relevant voltage level.
- 8.5.6 In case of outages of generator supplying to a consumer on open access, standby arrangements should be provided by the licensee on the payment of tariff for temporary connection to that consumer category as specified by the Appropriate Commission. Provided that such charges shall not be more than 125 percent of the normal tariff of that category.

9.0 Trading Margin

The Act provides that the Appropriate Commission may fix the trading margin, if considered necessary. Though there is a need to promote trading in electricity for making the markets competitive, the Appropriate Commission should monitor the trading transactions continuously and ensure that the electricity traders do not indulge in profiteering in situation of power shortages. Fixing of trading margin should be resorted to for achieving this objective.

JYOTI ARORA, Jt. Secy

APPENDIX

SALIENT FEATURES OF THE APPROVED R&R PROVISIONS FOR HYDRO POWER PROJECTS

1. SCOPE OF COVERAGE

The following provisions shall be applicable even if one family is affected by the development of a Hydro Power Project.

2. DEFINITION OF PROJECT AFFECTED FAMILIES (PAFs)

A Project Affected Family (PAF) shall mean a family whose place of residence or other property or source of livelihood has been affected by the development of a hydro project and who have been residing in the affected zone for two years preceding the date of declaration of notification under Section-11 of the LARR Act. The affected family would also include squatters.

3. DEFINITION OF AGRICULTURAL LABOURER

A person normally residing in the affected zone for two years preceding the date of declaration of the affected zone and earns his/her livelihood principally by manual labour on agricultural land.

4. DEFINITION OF NON-AGRICULTURAL LABOURER

A person normally residing in the affected zone for two years preceding the date of declaration of the affected zone and who does not hold any land in the affected zone but earns his/her livelihood principally by manual labour or as rural artisan or a service provider to the community.

5. DEFINITION OF SQUATTERS

A family occupying Government land in the affected zone without a legal title, at least for 5 years prior to the date of declaration of notification under Section-11 of LARR Act.

6. REHABILITATION/RESETTLEMENT COLONIES

This policy aims to provide built up houses to Project Affected Families (PAFs) who get displaced due to the development of hydro projects to the extent possible. However, wherever opted for, liberal House Construction Allowance would be given in lieu.

7. TRAINING AND CAPACITY BUILDING

This policy also emphasizes the need to provide training to the Project Affected Families as well as to the local population for a sustained livelihood. Special training programmes from ITIs aimed at providing the required skills

to the local population would be undertaken by the Project developers at least six months prior to commencement of construction. This is expected to boost the employability of the PAFs and other people residing in the vicinity of the project.

8. ADDITIONAL PROVISIONS

This policy envisages additional provisions for Project Affected Families such as:

- o scholarships for meritorious students,
- o extension of medical facilities,
- o marriage grants,
- o subsistence grants,
- o support for income generation schemes for cooperative and self-help groups,
- o seed, pesticides and fertilizer subsidies, and irrigation support.

Besides the additional provisions mentioned above, the normally applicable provisions of the National Policy on Rehabilitation and resettlement, currently in force, would be applicable.