रजिस्ट्री सं. डी.एल.- 33004/99 REGD. No. D. L.-33004/99

भारत का राजपत्र
The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-10082021-228890
CG-DL-E-10082021-228890

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग I—खण्ड 1
PART I—Section 1

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 224] नई दिल्ली, मंगलवार, अगस्त 10, 2021/श्रावण 19, 1943
No. 224] NEW DELHI, TUESDAY, AUGUST 10, 2021/SHRAVANA 19, 1943

विद्युत मंत्रालय

संकल्प

नई दिल्ली, 10 अगस्त, 2021

पारेषण परियोजनाओं के विकास में प्रतिस्पर्धा को प्रोत्साहित करने के लिए दिशानिर्देश

सं. 15/1/2017-पारेषण.—विद्युत अधिनियम, 2003 में पारेषण में प्रतिस्पर्धा की परिकल्पना की गई है और इसमें केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (सीईआरसी) के साथ-साथ राज्य विद्युत विनियामक आयोग (एसईआरसी) द्वारा पारेषण लाइसेंस प्रदान करने का प्रावधान है।

2. 12 फरवरी, 2005 को अधिसूचित राष्ट्रीय विद्युत नीति में अन्य बातों के साथ-साथ कहा गया है कि वह-

"5.3.1 पारेषण प्रणाली को देश के लिए एक मजबूत और एकीकृत विद्युत प्रणाली विकसित करने के लिए पर्याप्त और समय पर निवेश तथा दक्ष और समन्वित कार्रवाई की आवश्यकता है।

5.3.2 उत्पादन में नियोजित भारी वृद्धि और विद्युत बाजार के विकास को ध्यान में रखते हुए, पारेषण क्षमता को पर्याप्त रूप से बढ़ाने की आवश्यकता है।

5.3.10 पारेषण क्षेत्र में निजी निवेश को प्रोत्साहित करने के लिए विशेष तंत्र बनाए जाएंगे ताकि 2012 तक मांग को पूरी तरह से पूरा करने के उद्देश्य को प्राप्त करने के लिए पर्याप्त निवेश किया जा सके।

5.8.1 आवश्यक क्षेत्र के विस्तार के परिमाण को ध्यान में रखते हुए, निवेश का एक बड़ा हिस्सा भी निजी क्षेत्र से लाने की आवश्यकता होगी। अधिनियम सार्वजनिक क्षेत्र और निजी क्षेत्र दोनों के लिए उद्योग के सभी क्षेत्रों में निवेश के लिए एक अनुकूल वातावरण का सृजन करता है तथा विभिन्न क्षेत्रों में प्रवेश की बाधा को दूर करता है। अधिनियम की धारा 63 में

विभिन्न खंडों में प्रतिस्पर्धी आधार पर आपूर्तिकर्ताओं की भागीदारी का प्रावधान है जो निजी क्षेत्र के निवेश को और प्रोत्साहित करेगा।

3. 28 जनवरी, 2016 को अधिसूचित टैरिफ नीति में अन्य बातों के साथ-साथ कहा गया है कि –

"5.3 केंद्र सरकार के स्वामित्व वाली या नियंत्रित कंपनी की सभी नई उत्पादन और पारेषण परियोजनाओं का टैरिफ 6 जनवरी, 2006 को अधिसूचित टैरिफ नीति के अनुसार प्रतिस्पर्धी बोली के आधार पर निर्धारित किया जाना जारी रहेगा, जब तक कि मामला-दर-मामला आधार पर केंद्र सरकार द्वारा अन्यथा विनिर्दिष्ट नहीं किया जाता है।

इसके अलावा, राज्य सरकार द्वारा एक सीमा से अधिक लागत वाली परियोजनाओं के लिए प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से अंतर-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं का विकास किया जाएगा, जिसका निर्णय एसईआरसी द्वारा किया जाएगा।''

4. राष्ट्रीय विद्युत नीति में उल्लिखित देश में पारेषण क्षमता के सुचारू और तीव्र विकास को सुगम बनाने के लिए, केंद्र सरकार द्वारा छूट प्राप्त परियोजनाओं के अलावा, अंतरराज्यीय/ अंतर-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं को टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से कार्यान्वित किया जाएगा।

5. इन दिशानिर्देशों की समय-समय पर सभी पारेषण परियोजनाओं को दक्ष और किफायती तरीके से विकसित करने के मुख्य उद्देश्य के साथ समीक्षा की जाएगी।

परिप्रेक्ष्य, अल्पावधि और नेटवर्क योजनाएं

6. केंद्रीय पारेषण यूटिलिटी (सीटीयू) को विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 38(2)(ख) के अनुसार अंतरराज्यीय पारेषण प्रणाली से संबंधित योजना और समन्वय के सभी कार्यों का निर्वहन करना होता है। अधिनियम की धारा 38 (2) (ग) के अनुसार, सीटीयू को उत्पादन स्टेशनों से लोड केंद्रों तक विद्युत के सुचारू प्रवाह के लिए अंतरराज्यीय पारेषण लाइनों की एक दक्ष, समन्वित और किफायती प्रणाली का विकास सुनिश्चित करना है।

7. अधिनियम की धारा 73 (क) के अनुसार, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) को "राष्ट्रीय विद्युत नीति से संबंधित मामलों पर केंद्र सरकार को सलाह देना है, विद्युत व्यवस्था के विकास के लिए अल्पकालिक और परिप्रेक्ष्य योजना तैयार करना है और राष्ट्रीय अर्थव्यवस्था के हितों को पूरा करने और सभी उपभोक्ताओं के लिए विश्वसनीय और सस्ती विद्युत प्रदान करने के लिए संसाधनों के अनुकूलन उपयोग के लिए योजना एजेंसियों की गतिविधियों का समन्वय करना है।

8. विद्युत अधिनियम की धारा 3 की उपधारा 4 के अनुसार, केविप्रा को राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करनी होती है।

9. राष्ट्रीय विद्युत नीति के पैरा 3.2 में प्रावधान है " केविप्रा अल्पकालिक और परिप्रेक्ष्य योजना तैयार करेगा"।

10. राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार "केंद्रीय पारेषण यूटिलिटी (सीटीयू) और स्टेट पारेषण यूटिलिटी (एसटीयू) के पास अधिनियम में दी की गई सभी संबंधित एजेंसियों के समन्वय में राष्ट्रीय विद्युत योजना के आधार पर नेटवर्क योजना और विकास की प्रमुख जिम्मेदारी है। " विद्युत अधिनियम की धारा 38(2) में अन्य बातों के साथ, निम्नलिखित करती करती है:

"केंद्रीय पारेषण यूटिलिटी के कार्य निम्नानुसार होंगे -

क. अंतर-राज्यीय पारेषण प्रणाली के माध्यम से विद्युत का पारेषण करना;

ख. अंतर-राज्यीय पारेषण प्रणाली से संबंधित योजना और समन्वय के सभी कार्यों का निर्वहन करने के लिए -

(i) राज्य पारेषण यूटिलिटियां;

(ii) केंद्र सरकार;

(iii) राज्य सरकारें;

(iv) उत्पादन कंपनियां;

(v) क्षेत्रीय विद्युत समितियां;

(vi) प्राधिकरण;

(vii) लाइसेंसी;

(viii) इस संबंध में केंद्र सरकार द्वारा अधिसूचित कोई अन्य व्यक्ति"

विद्युत अधिनियम और राष्ट्रीय विद्युत नीति के उपरोक्त प्रावधानों के अनुसार नेटवर्क योजना तैयार की जाएगी।

11. उपरोक्त को ध्यान में रखते हुए निम्नलिखित योजनाएँ तैयार की जाएँगी:

• केविप्रा द्वारा पन्द्रह वर्ष की अवधि के लिए परिप्रेक्ष्य योजना तैयार की जाएगी।

• केविप्रा द्वारा पांच साल की अवधि के लिए अल्पावधि योजना तैयार की जाएगी।

ये दोनों योजनाएं राष्ट्रीय विद्युत योजना का भाग हैं।

• राष्ट्रीय विद्युत योजना के आधार पर सीटीयू द्वारा नेटवर्क योजना तैयार की जाएगी।

नेटवर्क योजना, अल्प अवधि योजना और परिप्रेक्ष्य योजना को संबंधित संगठनों की वेबसाइटों पर होस्ट किया जाएगा, जिन्हें इन योजनाओं को तैयार करने का कार्य सौंपा गया है।

12. नेटवर्क योजना की समीक्षा की जाएगी और आवश्यकता पड़ने पर अद्यतन किया जाएगा लेकिन वर्ष में एक बार से अधिक नहीं। नेटवर्क योजना में नई लाइनों और सबस्टेशनों, मौजूदा लाइनों के सुदृढ़ीकरण और उन्नयन और अंतरक्षेत्रीय पारेषण लाइनों के लिए परियोजनाएं शामिल होंगी। नेटवर्क योजना स्पष्ट रूप से परियोजना के दायरे, वोल्टेज स्तर, लाइन कॉन्फ़िगरेशन अर्थात् एस/सी या डी/सी, कंडक्टर के कार्यात्मक विनिर्देशों आदि, पारेषण लाइन की लंबाई और सबस्टेशन के संभावित स्थान अथवा एचवीडीसी पारेषण लाइनों का कनवर्टर स्टेशन सहित डिजाइन विनिर्देशों जैसे व्यापक मानकों की स्पष्ट रूप से पहचान करेगी।

पारेषण संबंधी समितियां

13. विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार के कार्यालय आदेश संख्या 15/3/2017-ट्रांस दिनांक 4 नवंबर, 2019 और बाद में संशोधित संख्या 15/3/2018-ट्रांस-पीटी(5) दिनांक 20 मई 2021 के तहत पारेषण पर एक राष्ट्रीय समिति का गठन किया गया है। समिति की संरचना इस प्रकार है:

1.	अध्यक्ष, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (केविप्रा)	अध्यक्ष
2.	सदस्य (पावर सिस्टम), केविप्रा	सदस्य
3.	सदस्य (आर्थिक और वाणिज्यिक), केविप्रा	सदस्य
4.	नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार@ में पारेषण का कार्य देख रहे संयुक्त सचिव स्तर के अधिकारी।	सदस्य
5.	सीएमडी, पोसोको	सदस्य
6.	निदेशक (ट्रांस), विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार	सदस्य
7.	मुख्य प्रचालन अधिकारी, केंद्रीय पारेषण यूटिलिटी (पावरग्रिड)	सदस्य
8.	सलाहकार, नीति आयोग#	सदस्य
9.	विद्युत क्षेत्र के दो विशेषज्ञ *	सदस्य
10.	मुख्य अभियंता (पावर सिस्टम विंग से), केविप्रा #	सदस्य सचिव

@ सचिव (एमएनआरई) द्वारा नामित किया जाएगा

नीति आयोग/केविप्रा द्वारा नामित किया जाएगा

* विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा समय-समय पर उनके नामांकन की तारीख से अधिकतम दो वर्ष की अवधि के लिए पर नामित किया जाना।

14. इसके अलावा, विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार के कार्यालय आदेश संख्या 15/3/2017-ट्रांस दिनांक 4 नवंबर, 2019 के तहत पांच (5) क्षेत्रीय विद्युत समितियों (पारेषण योजना) का भी गठन किया गया है।

समितियों की संरचना और संदर्भ की शर्तों (टीओआर) सहित आदेश अनुलग्नक-1 में संलग्न है। समितियों की संरचना और संदर्भ की शर्तें उसी प्रकार से होगी जैसा कि विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा समय-समय पर अधिसूचित की जायेगी।

परियोजना निर्माण

15. एक बार परिप्रेक्ष्य योजना, अल्पावधि योजना, नेटवर्क योजना तैयार हो जाने के बाद केंद्र सरकार द्वारा छूट प्राप्त परियोजनाओं के अलावा अन्य परियोजनाओं को प्रतिस्पर्धी बोली के लिए इस योजना के तहत कवर किया जाएगा। पारेषण क्षेत्र में निजी निवेश को आकर्षित करने के लिए, नई परियोजनाओं और उनकी तकनीकी और अन्य विनिर्देशों के बारे में सभी जानकारी हितधारकों को उपलब्ध कराने में समर्थ होना बहुत महत्वपूर्ण है। इसके बाद इन परियोजनाओं को पर्याप्त विवरण के साथ निर्माण करने की आवश्यकता होगी ताकि प्रतिस्पर्धी बोली लगाई जा सके। इन परियोजनाओं के लिए परियोजना प्रोफाइल (पीपी) सीईए के परामर्श से सीटीयू द्वारा तैयार किया जाएगा। बोली दस्तावेजों में परियोजना प्रोफाइल और सर्वेक्षण रिपोर्ट भी शामिल होगी। परियोजना प्रोफाइल (पीपी) में लाइन के संबंध में सुसंगत डेटा अर्थात वोल्टेज स्तर, लाइन कॉन्फ़िगरेशन, अर्थात् एस/सी या डी/सी, कंडक्टर आदि के कार्यात्मक विनिर्देश और सबस्टेशन या कनवर्टर स्टेशनों के कार्यात्मक विनिर्देश (एचवीडीसी लाइन के मामले में) होना चाहिए। इसके अतिरिक्त, इन परियोजनाओं के लिए सर्वेक्षण रिपोर्ट में मार्ग की अनुमानित लंबाई, इलाके के प्रकार, अधिकतम ऊंचाई , बर्फीले क्षेत्र , पवन क्षेत्र, वन/वन्यजीव उल्लंघन, लुप्तप्राय प्रजातियों के पर्यावास का उल्लंघन, आसपास के नागरिक और सेना हवाई अड्डे, मार्ग में आने वाली प्रमुख नदी/समुद्री क्रॉसिंग और कोयला/खनिज खनन क्षेत्रों और सबस्टेशन या कनवर्टर स्टेशनों के स्थान सहित एक सुझाया गया मार्ग होगा तैयार किया जाएगा। सर्वेक्षण रिपोर्ट तैयार करने का कार्य राष्ट्रीय पारेषण समिति (एनसीटी) द्वारा सीटीयू और बीपीसी नाम की एजेंसियों के बीच रोस्टर बनाकर आवंटित किया जाएगा। किसी भी पारेषण परियोजना के निष्पादन के तरीके के संबंध में वास्तविक निर्णय के बाद, संबंधित सर्वेक्षण रिपोर्ट, खर्च की प्रतिपूर्ति पर सर्वेक्षण के लिए एनसीटी द्वारा नामित एजेंसी से पारेषण परियोजना की बोली लगाने वाली एजेंसी द्वारा प्राप्त की जाएगी।

16. बीपीसी उन्हें आवंटित परियोजनाओं के लिए सर्वेक्षण रिपोर्ट सहित परियोजनाओं की प्रारंभिक गतिविधियों के लिए व्यय वहन करेगा। बीपीसी इस राशि को उस एजेंसी से वसूल करेगी जो अंततः परियोजना का कार्यान्वयन करती है।

विकासकर्ता का चयन

17. विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के तहत विद्युत मंत्रालय द्वारा जारी दिशा-निर्देशों के अनुसार अभिनिर्धारित परियोजनाओं के लिए विकासकर्ता का चयन पारेषण सेवाओं के लिए ई-रिवर्स बोली के माध्यम से टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली द्वारा होगा। परियोजनाओं को बिल्ड, ओन, ऑपरेट और ट्रांसफर मोड पर प्रदान किया जाएगा। अंतर-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं के लिए, 35 वर्षों की अनुबंध अवधि की परिसमाप्ति के बाद, परियोजना की संपत्ति के साथ सबस्टेशन भूमि अधिकार, मार्गाधिकार और मंजूरी के साथ अनिवार्य रूप से सीटीयू या उसके उत्तराधिकारियों या केंद्र सरकार द्वारा परियोजना के सीओडी से शून्य लागत पर और किसी भी भार और दायित्व से मुक्त होने के 35 वर्षों के बाद तय की गई एजेंसी को हस्तांतरित की जाएगी। हस्तांतरण 35 वर्ष की अनुबंध अवधि की समाप्ति के 90 दिनों के भीतर पूरा किया जाएगा, जिसमें विफल रहने पर सीटीयू परियोजना की संपत्ति को स्वेच्छा से लेने का हकदार होगा। केविप्रा और सीटीयू (दोनों योजना एजेंसियां) परियोजना के सीओडी के बत्तीसवें वर्ष (32वें) में उस समय के प्रौद्योगिक विकल्पों और प्रणालियों के अध्ययन के आधार पर मौजूदा प्रणाली के उन्नयन या नवीनीकरण और आधुनिकीकरण की आवश्यकता की जांच करेंगे। परियोजना को परियोजना के सीओडी से 35 वर्षों के बाद यदि आवश्यकता हुई तो नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण और प्रचालन तथा रखरखाव के लिए प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से चयनित उत्तराधिकारी बोलीदाता को दिया जा सकता है। यदि सीटीयू द्वारा मौजूदा प्रणाली के उन्नयन या नवीनीकरण और आधुनिकीकरण तथा परिसंपत्तियों के हस्तांतरण की आवश्यकता की जांच करने के लिए कोई लागत खर्च की जाती है, तो उसे चयनित उत्तराधिकारी बोलीदाता से वसूल किया जाएगा।

अंतरा-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं के लिए, परियोजना की परिसंपत्ति के साथ सबस्टेशन भूमि अधिकार, मार्गाधिकार और मंजूरी के साथ, परियोजना की अनुबंध अवधि की समाप्ति के बाद राज्य सरकार द्वारा तय की गई एजेंसी को शून्य लागत पर और बिना किसी ऋणभार और दायित्व के अनिवार्य रूप से हस्तांतरित की जाएगी। राज्यान्तरिक अंतरा-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं के लिए अनुबंध की अवधि उपयुक्त आयोग के प्रासंगिक नियमों के अनुसार एलटीटीसी या बीपीसी द्वारा निर्धारित 35 वर्ष या कोई भी अवधि हो सकती है। एसटीयू (योजना एजेंसी होने के नाते), वर्ष में जो परियोजना की समाप्ति से तीन (3) वर्ष पहले है, प्रौद्योगिक विकल्पों और उस समय के अध्ययनों के आधार पर प्रणाली के उन्नयन या मौजूदा प्रणाली के नवीनीकरण और आधुनिकीकरण की आवश्यकता की जांच करेगा। परियोजना को परियोजना की

अनुबंध अवधि के बाद यदि आवश्यकता हुई तो नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण और प्रचालन तथा रखरखाव के लिए प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से चयनित उत्तराधिकारी बोलीदाता को दिया जा सकता है। यदि एसटीयू द्वारा मौजूदा प्रणाली के उन्नयन या नवीनीकरण और आधुनिकीकरण और परिसंपत्तियों के हस्तांतरण की आवश्यकता की जांच करने के लिए कोई लागत खर्च की जाती है, तो इसे उत्तराधिकारी चयनित बोलीदाता से वसूल किया जा सकता है।

पारेषण के लिए लाइसेंस

18. बोली मूल्यांकन समिति द्वारा चयन की सिफारिश के साथ, एसपीवी, चयनित विकासकर्ता द्वारा अधिग्रहित किए जाने के बाद पारेषण लाइसेंस प्रदान करने और पारेषण प्रभारों को अपनाने के लिए उक्त एसपीवी के संपूर्ण इक्विटी के अधिग्रहण की तारीख से पांच (5) कार्य दिवसों की अवधि के भीतर उपयुक्त आयोग से संपर्क करेगा। यदि यह निर्धारित समय सीमा के भीतर लाइसेंस के लिए आवेदन करने में विफल रहता है, तो यह इसके चयन को रद्द करने के लिए उत्तरदायी होगा। ऊपरलिखित अनुसार चयन को रद्द करने का कार्य सरकार द्वारा बी.पी.सी. की अनुशंसा पर किया जाएगा। तथापि, इसकी अनुशंसा करने से पहले, बीपीसी चयनित बोलीदाता/टीएसपी को अपना दृष्टिकोण प्रस्तुत करने का अवसर देगा।

परियोजना का विकास, प्रचालन और रखरखाव और अंतरराज्यीय पारेषण प्रणाली के लिए पारेषण शुल्क का भुगतान

19. अंतरराज्यीय पारेषण परियोजनाओं हेतु परियोजना के विकास और प्रचालन के लिए नोडल एजेंसी और टीएसपी के बीच एक अलग पारेषण सेवा करार (टीएसए) पर हस्ताक्षर किए जाएंगे। इसके अलावा, टीएसपी समय-समय पर संशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यीय पारेषण प्रभारों और हानियों की हिस्सेदारी) विनियमों के तहत आवश्यक करार (करारों), यदि कोई हो, को भी निष्पादित करेगा, जो आयोग से पारेषण लाइसेंस प्रदान करने की तारीख से पंद्रह (15) दिनों के भीतर होगा।

20. यदि किसी डीआईसी द्वारा पारेषण प्रभारों के भुगतान में कोई चूक होती है, तो उसे समय-समय पर यथा संशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यीय पारेषण प्रभारों और हानियों की हिस्सेदारी) विनियमों के प्रावधानों के अनुसार विनियमित किया जाएगा।

राज्य पारेषण परियोजनाएं

21. जहां तक अंतर-राज्यीय परियोजनाओं का संबंध है, राज्य सरकारें इन दिशानिर्देशों को अपना सकती हैं और राज्य के भीतर पारेषण परियोजनाओं की सुविधा के लिए समान समितियों का गठन कर सकती हैं। राज्यों के पास सार्वजनिक निजी भागीदारी (पीपीपी) मोड के तहत अपने राज्यों में पारेषण प्रणाली के विकास के लिए तत्कालीन योजना आयोग के व्यवहार्यता अंतराल निधीयन (वीजीएफ) आधारित मॉडल पारेषण एग्रीमेंट (एमटीए) दस्तावेज का उपयोग करने का विकल्प भी है।

22. टीएसपी परियोजना के विकास, प्रचालन, रखरखाव और हस्तांतरण के लिए लाभार्थियों के साथ एक पारेषण सेवा करार (टीएसए) करेगा।

परियोजनाओं की निगरानी

23. परियोजना की निगरानी के साथ-साथ पारेषण सेवा करार में अभिनिर्धारित भूमिकाओं और जिम्मेदारियों को निभाने के लिए, नोडल एजेंसी निर्माण चरण के दौरान **अनुबंध-2** में इन दिशानिर्देशों में प्रदान किए गए फ्रेमवर्क के अनुसार स्वतंत्र इंजीनियर की नियुक्ति करेगी।

24. टीएसपी मासिक आधार पर केविप्रा, नोडल एजेंसी और स्वतंत्र इंजीनियर को परियोजना और उसके निष्पादन के संबंध में प्रत्येक मूल घटक की संभावित पूर्णता तारीख के साथ प्रगति रिपोर्ट प्रदान करेगा। केविप्रा अपनी सांविधिक जिम्मेदारी के एक भाग के रूप में विद्युत व्यवस्था में सुधार और वृद्धि के लिए परियोजना के समय पर पूरा होने के लिए उसके विकास की निगरानी करेगा।

निरसन और व्यावृत्ति

25. समय-समय पर यथा संशोधित, 13 अप्रैल, 2006 को जारी "पारेषण परियोजनाओं के विकास में प्रतिस्पर्धा को प्रोत्साहित करने के लिए दिशानिर्देश" एतद्वारा निरस्त किया जाता है।

26. बशर्ते, कि किसी भी समझौते पर किए गए हस्ताक्षर या यहां की तारीख से पहले की गई कार्रवाई 2006 के उक्त दिशानिर्देशों के ऐसे निरसन से प्रभावित नहीं होगी और इसके तहत निरस्त दिशानिर्देशों द्वारा शासित होती रहेगी।

मृत्युंजय कुमार नारायण, संयुक्त सचिव

अनुबंध-1

सं. 15/3/2017-ट्रांस

भारत सरकार

विद्युत मंत्रालय

श्रम शक्ति भवन, रफी मार्ग, नई दिल्ली

दिनांक, 04 नवम्बर , 2019

कार्यालय आदेश

विषय:- "राष्ट्रीय पारेषण समिति" (एनसीटी) का पुनर्गठन - के संबंध में।

इस मंत्रालय के दिनांक 13/04/2018 के समसंख्यक कार्यालय आदेश के अधिक्रमण में, राष्ट्रीय पारेषण समिति (एनसीटी) का गठन किए जाने के संबंध में, अधोहस्ताक्षरी को यह कहने का निदेश हुआ है कि मौजूदा एनसीटी की संरचना और संदर्भ शर्तें निम्न प्रकार से संशोधित की गई हैं:

1	अध्यक्ष, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए)	अध्यक्ष
2	सदस्य (विद्युत प्रणाली), सीईए	सदस्य
3	सदस्य (आर्थिक और वाणिज्यिक), सीईए	सदस्य
4	नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार में पारेषण का कार्य देख रहे संयुक्त सचिव स्तर के अधिकारी @	सदस्य
5	निदेशक (पारेषण), विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार	सदस्य
6	मुख्य प्रचालन अधिकारी, केंद्रीय पारेषण यूटीलिटी (पावरग्रिड)	सदस्य
7	सलाहकार, नीति आयोग #	सदस्य
8	विद्युत क्षेत्र के दो विशेषज्ञ *	सदस्यों
9	मुख्य अभियंता (विद्युत प्रणाली स्कंध से), सीईए #	सदस्य सचिव

@ सचिव (एमएनआरई) द्वारा मनोनीत किया जाना है ।

नीति आयोग/सीईए द्वारा नामित किया जाना है।

* विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा, समय-समय पर, उनके नामांकन की तारीख से अधिकतम दो वर्ष की अवधि के लिए नामित किया जाना है।

2. समिति के संशोधित संदर्भ शर्तें (टीओआर) इस प्रकार हैं:

i. तिमाही आधार पर राष्ट्रीय ग्रिड के कामकाज का मूल्यांकन करना।

ii. प्रत्येक तिमाही अर्थात; 15 जुलाई, 15 अक्टूबर, 15 जनवरी और 15 अप्रैल के अंत तक एनसीटी के समक्ष प्रस्तुत की जाने वाली पारेषण प्रणाली के प्रणाली विस्तार/सुदृढ़ीकरण के लिए आरपीसीटीपी की समीक्षा/सिफारिशों पर विचार करना।

iii. सीटीयू, जैसा कि विद्युत अधिनियम, 2003 के तहत अधिदेशित है, को आईएसटीएस के तहत पारेषण आवश्यकता का आवधिक मूल्यांकन करना है। सीटीयू को विद्युत के निर्बाध प्रवाह के लिए एक कुशल, समन्वित और मितव्ययी अंतर-राज्य पारेषण प्रणाली के विकास को सुनिश्चित करने के लिए हर तिमाही में राष्ट्रीय समिति के समक्ष एक

व्यापक प्रस्तुतीकरण भी देना होगा। सीटीयू , इस प्रक्रिया में , पारेषण प्रणाली में बाधाओं और संकुलनता की पहचान के लिए बाजारों से जानकारी भी ले सकता है

iv. सीटीयू और क्षेत्रीय समितियों की सिफारिशों पर विचार करने के बाद, एनसीटी विभिन्न क्षेत्रों में मांग और उत्पादन में वृद्धि की प्रवृत्ति का आकलन करेगा; अंतर-राज्यीय, अंतर-क्षेत्रीय अंतरण प्रणाली में बाधाओं, यदि कोई हों, की पहचान करेगा और आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए पारेषण लाइनों, ग्रिड स्टेशनों और अन्य बुनियादी ढांचे के निर्माण का प्रस्ताव करेगा, जिनकी निकट अवधि / मध्यम अवधि में उभरने की संभावना है, ताकि पारेषण वृद्धि को बाधित न करे। एनसीटी 10 से 15 वर्षों के समय को ध्यान में रखते हुए परिप्रेक्ष्य योजना भी तैयार करेगा।

3. अपनी सिफारिशें प्रस्तुत करते समय, एनसीटी टैरिफ नीति के दिशानिर्देशों को ध्यान में रखेगी।

4. चूंकि एनसीटी राष्ट्रीय पारेषण प्रणाली अर्थात् संपूर्ण क्षेत्रों और राज्यों में पारेषण को देखेगी, इसलिए क्षेत्रीय विद्युत समितियों (पारेषण आयोजना) (आरपीसीटीपी) की पूर्व सहमति प्रासंगिक नहीं होगी। क्षेत्र के भीतर पारेषण मुद्दों के लिए आरपीसीटीपी के विचार प्रासंगिक होंगे; लेकिन पूरे क्षेत्र में पारेषण के मुद्दों के लिए, आरपीसीटीपी के विचार अपर्याप्त होंगे क्योंकि उनके पास राष्ट्रीय परिप्रेक्ष्य नहीं होगा। तथापि, राज्यों और क्षेत्रों में फैली अंतर-क्षेत्रीय पारेषण लाइनों के लिए, इन लाइनों के उद्भव स्थानों के आरपीसीटीपी और समापन स्थानों के आरपीसीटीपी के लिए एनसीटी द्वारा परामर्श लिया जाएगा।

5. एनसीटी की सिफारिशों को निर्णय के लिए विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार के समक्ष प्रस्तुत किया जाएगा।

6. इस मंत्रालय के दिनांक 13.4.2018 के समसंख्यक कार्यालय आदेश के तहत गठित अधिकारप्राप्त समिति भंग हो गई है।

7. इसे माननीय विद्युत और नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा राज्य मंत्री (स्वतंत्र प्रभार) के अनुमोदन से जारी किया जाता है।

हस्ताक्षरित/-

(बिहारी लाल)

अवर सचिव, भारत सरकार

टेलीफैक्स: 23325242

ईमेल: transdesk-mop@nic.in

सेवा में,

1. एनसीटी के सभी सदस्य।
2. सचिव, नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार।
3. अध्यक्ष, सीईए, नई दिल्ली।
4. विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार के तहत सभी सीपीएसयू के अध्यक्ष एवं प्रबंध निदेशक।
5. विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार के अधीन सभी स्वायत्त निकायों के प्रमुख।
6. वित्त/बजट अनुभाग, विद्युत मंत्रालय।
7. सभी राज्यों/संघ राज्य क्षेत्रों के विद्युत/ऊर्जा सचिव।
8. सभी राज्य विद्युत पारेषण यूटीलिटियों के मुख्य कार्यपालक।

प्रति प्रषित :

(i) माननीय विद्युत राज्य मंत्री (स्वतंत्र प्रभार) के निजी सचिव/ सचिव (विद्युत) के प्रधान निजी सचिव/अपर सचिव एवं वित्तीय सलाहकार/अपर सचिव (पारेषण)/सभी संयुक्त सचिव /आर्थिक सलाहकार/ निदेशक / उप सचिव, विद्युत मंत्रालय।

(ii) तकनीकी निदेशक, एनआईसी, विद्युत मंत्रालय, इस आदेश को विद्युत मंत्रालय की वेबसाइट पर प्रकाशित करने के लिए।

सं.15/3/2018-ट्रांस-भाग(5)

भारत सरकार

विद्युत मंत्रालय

श्रम शक्ति भवन, रफी मार्ग, नई दिल्ली

दिनांक, 20 मई 2021

कार्यालय आदेश

विषय:- राष्ट्रीय पारेषण समिति (एनसीटी) - में संशोधन।

इस मंत्रालय के कार्यालय आदेश सं. 15/3/2017-पारेषण दिनांक 04.11.2019, राष्ट्रीय पारेषण समिति (एनसीटी) के गठन के संबंध में, निम्नलिखित संशोधनों को तत्काल प्रभाव से आदेशित किया जाता है:

क) सीएमडी, पोसोको एनसीटी के सदस्य होंगे।

ख) निम्नलिखित प्रकार्यों को एनसीटी के संदर्भ की शर्तों में जोड़ा जाएगा:

(i) पारेषण योजनाओं तथा उनके कार्यान्वयन के लिए पैकेज तैयार करना और उनके कार्यान्वयन के तरीके अर्थात् टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली (टीबीसीबी) / विनियमित टैरिफ तंत्र (आरटीएम) की विद्युत मंत्रालय को मौजूदा टैरिफ नीति के अनुसार सिफारिश करना।

(ii) पारेषण योजनाओं की लागत की जांच करना।

(iii) रोस्टर के रखरखाव द्वारा सीटीयू, आरईसीटीपीसीएल और पीएफसीसीएल के बीच सर्वेक्षण करने का कार्य आवंटित करना।

2. इसके अतिरिक्त, एनसीटी, पारेषण आयोजना पर विचार करते समय निम्नलिखित पहलुओं को भी ध्यान में रखेगी:

(i) क्षेत्रीय विद्युत समितियां (पारेषण आयोजना) केवल अपने क्षेत्र के संबंध में ही सार्थक सिफारिशें कर सकती हैं। वे पूरे क्षेत्र में अंतरणों पर निर्णय नहीं ले सकते।

(ii) उच्च सौर/ पवन ऊर्जा संभावना वाले नवीकरणीय ऊर्जा (आरई) क्षमता वाले क्षेत्रों के विकास को सक्षम बनाने के लिए, उन्हें पहचानने और थोक विद्युत निकासी प्रणालियों से जोड़ने की आवश्यकता होगी ताकि वहां क्षमता प्राप्त की जा सके। यह हमारे ऊर्जा संक्रमण लक्ष्य के एक भाग के रूप में राष्ट्रीय मिशन है।

3. इसे माननीय विद्युत एवं नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा राज्य मंत्री (स्वतंत्र प्रभार) तथा कौशल विकास एवं उद्यमिता राज्य मंत्री के अनुमोदन से जारी किया जाता है।

हस्ताक्षरित/-

(बिहारी लाल)

अवर सचिव, भारत सरकार

टेलीफैक्स: 23325242

ईमेल: transdesk-mop@nic.in

सेवा में,

(i) एनसीटी के सभी सदस्य।

(ii) सचिव, नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार।

(iii) अध्यक्ष, सीईए, नई दिल्ली।

(iv) सीएमडी, पोसोको, नई दिल्ली ।

(v) विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार के अधीन सभी सीपीएसई के सीएमडी।

(vi) विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार के तहत सभी स्वायत्त निकायों के प्रमुख।

(vii) वित्त/बजट अनुभाग, विद्युत मंत्रालय।

(viii) सभी राज्यों/संघ राज्य क्षेत्रों के विद्युत/ऊर्जा सचिव।

(ix) सभी राज्य विद्युत पारेषण यूटीलिटियों के मुख्य कार्यकारी अधिकारी।

(x) सीईओ, नीति आयोग, नई दिल्ली।

प्रति प्रेषित:

(i) माननीय विद्युत राज्य मंत्री (स्वतंत्र प्रभार) के निजी सचिव/ सचिव (विद्युत) के प्रधान निजी सचिव/अपर सचिव एवं वित्तीय सलाहकार/अपर सचिव (पारेषण)/सभी संयुक्त सचिव /आर्थिक सलाहकार/ निदेशक / उप सचिव, विद्युत मंत्रालय।

(ii) तकनीकी निदेशक, एनआईसी, विद्युत मंत्रालय, इस आदेश को विद्युत मंत्रालय की वेबसाइट पर प्रकाशित करने के लिए।

सं.15/3/2017-पारेषण

भारत सरकार

विद्युत मंत्रालय

श्रम शक्ति भवन, रफी मार्ग, नई दिल्ली

दिनांक, 4 नवम्बर , 2019

कार्यालय आदेश

विषय : पांच "क्षेत्रीय विद्युत समितियों (पारेषण आयोजना)" (आरपीसीटीपी) का गठन - के संबंध में।

इस मंत्रालय के दिनांक 13.4.2018 के समसंख्यक कार्यालय आदेशों के अधिक्रमण में, पारेषण पर पांच क्षेत्रीय स्थायी समितियों (आरएससीटी), नामतः पारेषण पर पूर्वी क्षेत्रीय स्थायी समिति (ईआरएससीटी), पारेषण पर पश्चिमी क्षेत्रीय स्थायी समिति (डब्लूआरएससीटी), पारेषण पर उत्तरी क्षेत्रीय स्थायी समिति (एनआरएससीटी), पारेषण पर दक्षिणी क्षेत्रीय स्थायी समिति (एसआरएससीटी) और पारेषण पर पूर्वोत्तर क्षेत्रीय स्थायी समिति (एनईआरएससीटी), का गठन किए जाने के संबंध में, अधोहस्ताक्षरी को यह कहने का निदेश हुआ है कि इस तथ्य के आलोक में कि वर्तमान पारेषण प्रणाली एक राष्ट्र- एक ग्रिड की प्रकृति की है और राष्ट्रीय प्रणाली के रूप में पूरी प्रणाली को देश के एक कोने से दूसरे कोने तक एकल बाजार के रूप में, निर्बाध रूप से विद्युत का परिवहन करना होता है, अतः मौजूदा पांच आरएससीटी को तत्काल प्रभाव से निम्नलिखित संरचनाओं के साथ पांच नई "क्षेत्रीय विद्युत समितियों (पारेषण आयोजना) (आरपीसीटीपी)" के साथ बदलकर संशोधित करने का निर्णय लिया गया है:

पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (पारेषण आयोजना) (ईआरपीसीटीपी):

1	सदस्य (विद्युत प्रणाली), केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए)	अध्यक्ष
2	मुख्य प्रचालन अधिकारी, केंद्रीय पारेषण यूटीलिटी (पावरग्रिड)	सदस्य
3	निदेशक (सिस्टम ऑपरेशन), पावर सिस्टम ऑपरेशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड	सदस्य
4	बिहार, झारखंड, पश्चिम बंगाल, ओडिशा, सिक्किम, अंडमान और निकोबार द्वीप समूह संघ राज्य क्षेत्रों के राज्य पारेषण यूटीलिटियों (एसटीयू), के प्रमुख,#	सदस्य
5	पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य सचिव	सदस्य
6	एनटीपीसी, एनएचपीसी, एसईसीआई और डीवीसी के सीएमडी/एमडी/अध्यक्ष	सदस्य
7	मुख्य अभियंता (विद्युत प्रणाली स्कंध से), केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण *	सदस्य सचिव

 # एसटीयू अपनी संबंधित वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) के साथ समन्वय स्थापित करेंगे।

** केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा मनोनीत किया जाना है।*

पश्चिमी क्षेत्रीय विद्युत समिति (पारेषण आयोजना) (डबल्यूआरपीसीटीपी):

1	सदस्य (विद्युत प्रणाली), केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए)	अध्यक्ष
2	मुख्य प्रचालन अधिकारी, केंद्रीय पारेषण यूटीलिटी (पावरग्रिड)	सदस्य
3	निदेशक (सिस्टम ऑपरेशन), पावर सिस्टम ऑपरेशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड	सदस्य
4	गुजरात, मध्य प्रदेश, छत्तीसगढ़, महाराष्ट्र, गोवा, संघ राज्य क्षेत्रों दमन एवं दीव, दादरा व नगर हवेली के राज्य पारेषण यूटीलिटियों के प्रमुख (एसटीयू) #	सदस्य
5	पश्चिमी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य सचिव	सदस्य
6	एनटीपीसी, एनएचपीसी और एसईसीआई के सीएमडी/एमडी/अध्यक्ष	सदस्य
7	मुख्य अभियंता (विद्युत प्रणाली स्कंध से), केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण *	सदस्य सचिव

 # एसटीयू अपनी संबंधित वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) के साथ समन्वय स्थापित करेंगे।

** केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा मनोनीत किया जाना है।*

उत्तरी क्षेत्रीय विद्युत समिति (पारेषण आयोजना) (एनआरपीसीटीपी):

1	सदस्य (विद्युत प्रणाली), केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए)	अध्यक्ष
2	मुख्य प्रचालन अधिकारी, केंद्रीय पारेषण उपयोगिता (पावरग्रिड)	सदस्य
3	निदेशक (सिस्टम ऑपरेशन), पावर सिस्टम ऑपरेशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड	सदस्य
4	जम्मू और कश्मीर, लद्दाख संघ राज्य क्षेत्र, हिमाचल प्रदेश, पंजाब, हरियाणा, राजस्थान, दिल्ली, उत्तर प्रदेश, उत्तराखंड, केंद्र शासित प्रदेश चंडीगढ़ के राज्य पारेषण यूटीलिटी (एसटीयू) के प्रमुख #	सदस्य
5	उत्तरी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य सचिव	सदस्य
6	एनटीपीसी, एनएचपीसी और एसईसीआई के सीएमडी/एमडी/अध्यक्ष	सदस्य
7	मुख्य अभियंता (विद्युत प्रणाली स्कंध से), केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण *	सदस्य सचिव

 # एसटीयू अपनी संबंधित वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) के साथ समन्वय स्थापित करेंगे।

** केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा मनोनीत किया जाना है।*

दक्षिणी क्षेत्रीय विद्युत समिति (पारेषण योजना) (एसआरपीसीटीपी):

1	सदस्य (विद्युत प्रणाली), केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए)	अध्यक्ष
2	मुख्य प्रचालन अधिकारी, केंद्रीय पारेषण यूटीलिटी (पावरग्रिड)	सदस्य
3	निदेशक (सिस्टम ऑपरेशन), पावर सिस्टम ऑपरेशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड	सदस्य
4	तेलंगाना, आंध्र प्रदेश, कर्नाटक, केरल, तमिलनाडु, पुडुचेरी संघ राज्य क्षेत्र, लक्षद्वीप संघ राज्य क्षेत्र	सदस्य

	के राज्य पारेषण यूटीलिटी (एसटीयू) के प्रमुख #	
5	दक्षिणी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य सचिव	सदस्य
6	एनटीपीसी, एनएचपीसी और एसईसीआई के सीएमडी/एमडी/अध्यक्ष	सदस्य
7	मुख्य अभियंता (विद्युत प्रणाली स्कंध से), केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण *	सदस्य सचिव

 # एसटीयू अपनी संबंधित वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) के साथ समन्वय स्थापित करेंगे।

** केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा मनोनीत किया जाना है।*

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (पारेषण योजना) (एनईआरपीसीटीपी):

1	सदस्य (विद्युत प्रणाली), केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए)	अध्यक्ष
2	मुख्य प्रचालन अधिकारी, केंद्रीय पारेषण यूटीलिटी (पावरग्रिड)	सदस्य
3	निदेशक (सिस्टम ऑपरेशन), पावर सिस्टम ऑपरेशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड	सदस्य
4	असम, मेघालय, नागालैंड, अरुणाचल प्रदेश, त्रिपुरा, मणिपुर, मिजोरम के राज्य पारेषण यूटीलिटियों (एसटीयू) के प्रमुख #	सदस्य
5	पूर्वोत्तर क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य सचिव	सदस्य
6	एनटीपीसी, एनएचपीसी, एसईसीआई और नीपको के सीएमडी/एमडी/अध्यक्ष	सदस्य
7	मुख्य अभियंता (विद्युत प्रणाली स्कंध से), केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण *	सदस्य सचिव

 # एसटीयू अपनी संबंधित वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) के साथ समन्वय स्थापित करेंगे।

** केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा मनोनीत किया जाना है।*

2. आरपीसीटीपी के संदर्भ शर्तें (टीओआर) इस प्रकार हैं:

(i) क्षेत्र में पारेषण प्रणाली की तिमाही समीक्षा करना ; उत्पादन क्षमता में वृद्धि और क्षेत्र के विभिन्न भागों में मांग का आकलन करना; और अंतर-क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली को सुदृढ़ करने के लिए प्रस्ताव तैयार करना। पारेषण आयोजना को उन क्षेत्रों को ध्यान में रखना आवश्यक होगा जहां उत्पादन बढ़ने की संभावना है और उन क्षेत्रों में जहां लोड की मांग बढ़ेगी ताकि किसी भी समय में पारेषण प्रणाली देश के हर कोने में मांग को पूरा कर पाएगी और ग्रिड के सुचारू संचालन को सुनिश्चित करने के लिए उत्पादन से पहले पारेषण प्रणाली विकसित करने की टैरिफ नीति के तहत अधिदेश का पालन करने के लिए सक्षम हो पाएगी।

(ii) निकट, मध्यम और दीर्घावधि में पारेषण प्रणाली की आवश्यकताओं का आकलन करना और इन आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए पारेषण योजनाएँ तैयार करना। ऐसा करते समय अगले 15-20 वर्षों के लिए एक परिप्रेक्ष्य योजना को भी ध्यान में रखा जा सकता है और तदनुसार योजना प्रक्रिया के दौरान प्रणाली में अपेक्षित भत्ता/मार्जिन को शामिल किया जा सकता है।

(iii) कनेक्टिविटी और एक्सेस के लिए आवेदनों की जांच करना और सुनिश्चित करना कि इन्हें शीघ्रता से प्रदान किया जाता है, बशर्ते कि अपेक्षित शुल्क/प्रभार का भुगतान किया गया हो।

(iv) पारेषण योजनाओं से जुड़े अपस्ट्रीम और डाउनस्ट्रीम नेटवर्क की समीक्षा करना।

(v) अंतरा-राज्यीय पारेषण प्रस्तावों की जांच और मूल्यांकन करना।

(vi) अंतर-क्षेत्रीय ग्रिड सुदृढ़ीकरण योजनाओं के निर्माण की समीक्षा और सुविधा प्रदान करना ।

3. आरपीसीटीपी यह सुनिश्चित करने के उपाय करेंगे कि पारेषण क्षमता बाजार की मांग के अनुसार क्षेत्र के विभिन्न हिस्सों और क्षेत्र के बाहर विद्युत को भेजने में सक्षम है। वे त्रैमासिक आधार पर समीक्षा करेंगे और टैरिफ नीति द्वारा निर्धारित दिशा-निर्देशों को ध्यान में रखते हुए प्रणाली के सुदृढ़ीकरण और विस्तार के लिए सिफारिश करेंगे।

4. आरपीसीटीपी हर तिमाही अर्थात् 15 जुलाई; 15 अक्टूबर; 15 जनवरी और 15 अप्रैल के अंत में पारेषण प्रणालियों की अपनी समीक्षा और प्रणाली के विस्तार/सुदृढ़ीकरण के लिए अपनी सिफारिश राष्ट्रीय पारेषण समिति (एनसीटी) को अग्रेषित करेंगे। एनसीटी प्रस्तावों की जांच करेगी और उन्हें उनकी सिफारिशों के साथ सरकार को अग्रेषित करेगी।

5 . इसे माननीय विद्युत और नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा राज्य मंत्री (स्वतंत्र प्रभार) के अनुमोदन से जारी किया जाता है।

हस्तरक्षित/-

(बिहारी लाल)

अवर सचिव, भारत सरकार

टेलीफैक्स: 23325242

ईमेल: transdesk-mop@nic.in

सेवा में,

1. पांच आरपीसीटीपी के सभी सदस्य।
2. सचिव, नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार।
3. अध्यक्ष, सीईए, नई दिल्ली।
4. विद्युत मंत्रालय और नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार के तहत सभी सीपीएसयू के सीएमडी।
5. विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार के अधीन सभी स्वायत्त निकायों के प्रमुख।
6. वित्त/बजट अनुभाग, विद्युत मंत्रालय।
7. सभी राज्यों/संघ राज्य क्षेत्रों के विद्युत/ऊर्जा सचिव।
8. सभी राज्य पारेषण यूटीलिटियों (एसटीयू) के मुख्य कार्यकारी अधिकारी।

प्रति प्रेषित:

(i) माननीय विद्युत राज्य मंत्री (स्वतंत्र प्रभार) के निजी सचिव/ सचिव (विद्युत) के प्रधान निजी सचिव/अपर सचिव एवं वित्तीय सलाहकार/अपर सचिव (पारेषण)/सभी संयुक्त सचिव /आर्थिक सलाहकार/ निदेशक / उप सचिव, विद्युत मंत्रालय।

(ii) तकनीकी निदेशक, एनआईसी, विद्युत मंत्रालय, इस आदेश को विद्युत मंत्रालय की वेबसाइट पर प्रकाशित करने के लिए।

अनुलग्नक-2

स्वतंत्र इंजीनियर की नियुक्ति के लिए रूपरेखा

i. स्वतंत्र इंजीनियर की नियुक्ति पारेषण सेवा करार (टीएसए) की प्रभावी तिथि से 90 (नब्बे) दिनों के बाद नहीं की जाएगी और एससीओडी या वास्तविक सीओडी, जैसा भी मामला हो, के 30 (तीस) दिनों के बाद समाप्त होने वाली अवधि के लिए होगी।

ii. स्वतंत्र इंजीनियर के चयन की प्रक्रिया एकल चरण दो लिफाफा बोली प्रक्रिया पर की जाएगी।

iii. स्वतंत्र इंजीनियर के चयन के लिए अर्हता की आवश्यकता मुख्य रूप से परियोजना प्रबंधन सलाहकार के रूप में अनुभव या गुणवत्ता निगरानी सहित पारेषण परियोजनाओं (पारेषण लाइन और / या सब-स्टेशन) के निर्माण में स्वतंत्र इंजीनियर / ऋणदाता के इंजीनियर के रूप में अनुभव पर आधारित होगी।

iv. वित्तीय बोलियां स्वतंत्र अभियंता द्वारा मासिक आधार पर लिए जाने वाले शुल्क के रूप में होंगी।

v. चयन गुणवत्ता और लागत आधारित चयन (क्यूसीबीएस) मानदंड पर आधारित होगा।

MINISTRY OF POWER

RESOLUTION

New Delhi, the 10th August, 2021

Guidelines for Encouraging Competition in Development of Transmission Projects

No. 15/1/2017-Trans.—The Electricity Act, 2003 envisages competition in transmission and has provisions for grant of transmission licenses by the Central Electricity Regulatory Commission (CERC) as well as State Electricity Regulatory Commissions (SERCs).

2. The National Electricity Policy notified on 12th February, 2005 interalia states that–

"5.3.1 The Transmission System requires adequate and timely investments and also efficient and coordinated action to develop a robust and integrated power system for the country.

5.3.2 Keeping in view the massive increase planned in generation and also for development of power market, there is need for adequately augmenting transmission capacity.

5.3.10 Special mechanisms would be created to encourage private investment in transmission sector so that sufficient investments are made for achieving the objective of demand to be fully met by 2012.

5.8.1 Considering the magnitude of the expansion of the sector required, a sizeable part of the investments will also need to be brought in from the private sector. The Act creates a conducive environment for investments in all segments of the industry, both for public sector and private sector, by removing barrier to entry in different segments. Section 63 of the Act provides for participation of suppliers on competitive basis in different segments which will further encourage private sector investment."

3. The Tariff Policy notified on 28th January, 2016 interalia states that –

"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 6thJanuary, 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."

4. In order to facilitate the smooth and rapid development of transmission capacity in the country as envisaged in the National Electricity Policy, inter State /intra State transmission projects, other than those exempted by the Central Government, shall be implemented through tariff based competitive bidding.

5. These guidelines will be reviewed from time to time with the ultimate aim of developing all transmission projects in an efficient and economical manner.

PERSPECTIVE, SHORT TERM AND NETWORK PLANS

6. Central Transmission Utility (CTU) has to discharge all functions of planning and coordination relating to inter State transmission system according to section 38(2) (b) of the Electricity Act 2003. According to section 38(2) (c) of the Act, the CTU has to ensure the development of an e-fficient, coordinated and economical system of inter State transmission lines for smooth flow of electricity from generating stations to load centers.

7. According to Section 73(a) of the Act, the Central Electricity Authority (CEA) has to "advise the Central Government on the matters relating to the National Electricity Policy, formulate short-term and perspective plans for development of the electricity system and co-ordinate the activities of the planning agencies for the optimal utilization of resources to subserve the interests of the national economy and to provide reliable and affordable electricity for all consumers."

8. According to Section 3 subsection 4 of the Electricity Act, the CEA has to prepare the National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy.

9. Para 3.2 of the National Electricity Policy provides "the CEA shall prepare short term and perspective plan".

10. According to the National Electricity Policy "the Central Transmission Utility (CTU) and State Transmission Utility (STU) have the key responsibility of network planning and development based on the National Electricity Plan in coordination with all concerned agencies as provided in the Act." Section 38(2) of the Electricity Act, inter alia, provides the following:

"The functions of the Central Transmission Utility shall be –

a. To undertake transmission of electricity through inter-State transmission system;

b. To discharge all functions of planning and co-ordination relating to inter-State transmission system with –

(i) State Transmission Utilities;

(ii) Central Government;

(iii) State Governments;

(iv) Generating companies;

(v) Regional Power Committees;

(vi) Authority;

(vii) Licensees;

(viii) Any other person notified by the Central Government in this behalf"

The Network Plan will be prepared as per the above provisions of the Electricity Act and the National Electricity Policy.

11. In view of the above the following plans will be prepared:

- Perspective Plan for fifteen years period will be prepared by CEA.
- Short Term Plan for five years period will be prepared by CEA.

  Both these plans form part of the National Electricity Plan.
- Network Plan will be prepared by the CTU based upon the National Electricity Plan.

  The Network Plan, Short Term Plan and the Perspective Plan will be hosted on the websites of the respective organizations, entrusted with the task of formulation of these plans.

12. The Network plan will be reviewed and updated as and when required but not later than once a year. The Network Plan would include the projects for new lines and substations, strengthening and up gradation of the existing lines and interregional transmission lines. The Network Plan will clearly identify the scope of the project, broad parameters such as design specifications including Voltage level, line configuration i.e S/C or D/C, functional specifications of conductor etc., length of transmission line and probable location of substation or converter station of HVDC transmission lines.

COMMITTEES ON TRANSMISSION

13. A National Committee on Transmission has been constituted by Ministry of Power, Government of India vide office order no 15/3/2017-Trans dated 4th November, 2019 and subsequent amendment no. 15/3/2018-Trans-Pt(5) dated 20th May 2021. The composition of the Committee is as follows:

1.	Chairperson, Central Electricity Authority (CEA)	Chairman
2.	Member (Power System), CEA	Member
3.	Member (Economic & Commercial), CEA	Member
4.	Joint Secretary level officer looking after transmission in M/o New & Renewable Energy, Govt. of India[@]	Member
5.	CMD, POSOCO	Member
6.	Director (Trans), M/o Power, Govt. of India	Member
7.	Chief Operating Officer, Central Transmission Utility (POWERGRID)	Member
8.	Advisor, NITI Aayog[#]	Member
9.	Two Experts from Power Sector *	Members
10.	Chief Engineer (from Power System Wing), CEA[#]	Member Secretary

[@] To be nominated by Secretary (MNRE)

[#] To be nominated by NITI Aayog/ CEA

* To be nominated by the Ministry of Power, Govt. of India from time to time, for a maximum period of two years from the date of their nomination.

14. Further, five (5) number of Regional Power Committee (Transmission Planning) have also been constituted by the Ministry of Power, Government of India vide office order no 15/3/2017-Trans dated 4th November, 2019.

The order containing therein the composition & Terms of Reference (ToR) of the committees is enclosed at **Annex-1**. The composition & Terms of Reference of the committees shall be as notified by Ministry of Power, Govt. of India from time to time.

PROJECT FORMULATION

15. Once the Perspective plan, the Short Term Plan and the Network Plan have been prepared; projects other than those exempted by the Central Government, will be covered under this Scheme for competitive bidding. In order to attract private investment in the transmission sector, it is very important to be able to make available all the information to the stakeholders, regarding new projects and their technical and other specifications. These projects would then need to be formulated with adequate details to enable competitive bidding to take place. Project Profile (PP) for these projects shall be prepared by CTU in consultation with CEA. The Project Profile (PP) must contain relevant data regarding the line i.e. voltage level, line configuration i.e. S/C or D/C, functional specifications of conductor etc. and functional specifications of the substations or converter stations (in case of HVDC line). In addition, a survey report containing one suggested route with approximate route length, type of terrain, max. altitude, snow zones, Wind zones, forest / wildlife infringement, infringement of endangered species habitat, vicinity to civil and defence Airports, major river/sea crossings & coal/ mineral mine areas likely to be encountered and location of substations or converter stations shall be prepared for these projects. The task of preparing survey report shall be allocated by National Committee on Transmission (NCT) by maintaining a roster amongst agencies namely CTU & BPCs. After actual decision regarding the mode of execution of any transmission project, the relevant survey report shall be procured by the agency bidding out the transmission project from the agency nominated by NCT for survey upon reimbursement of the cost incurred.

16. BPC will incur the expenditure for the preparatory activities of the projects including survey report for the projects allocated to them. BPC will recover this amount from the agency that finally undertakes the implementation of the project.

SELECTION OF DEVELOPER

17. The selection of developer for identified projects would be through tariff based competitive bidding through e-reverse bidding for transmission services according to the guidelines issued by the Ministry of Power under section 63 of the Electricity Act, 2003. The projects shall be awarded on Build, Own, Operate and Transfer mode. For inter-state transmission projects, after expiry of the contract period of 35 years the project assets along with substation land with rights, right of way and clearances shall compulsorily be transferred to CTU or its successors or an agency as decided by the Central Government after 35 years from COD of project at zero cost and free from any encumbrance and liability. The transfer shall be completed within 90 days of expiry of the contract period of 35 years failing which CTU shall be entitled to take over the project assets Suo moto. The CEA and the CTU (both being the planning agencies) in the thirty second year (32th) of COD of project will examine the need of upgradation of the system or renovation and modernization of the existing system depending on technological options and system studies at that time. The project may then be awarded to successor bidder selected through a competitive bidding process for renovation and modernization, if required, and operation and maintenance after 35 years from COD of project. In case, any cost is incurred by CTU towards examining the need of upgradation or renovation and modernization of the existing system and transfer of assets, the same shall be recovered from successor selected bidder.

    For intra-state transmission projects, the project assets along with substation land with rights, right of way and clearances shall compulsorily be transferred to an agency as decided by the State Government after expiry of contract period of project, at zero cost and free from any encumbrance and liability. The contract period for the intra state transmission projects may be 35 years or any period as fixed by the LTTCs or BPC as per the relevant regulations of the Appropriate Commission. The STU (being the planning agency), in the year which is three (3) years prior to the expiry of the project, will examine the need of upgradation of the system or renovation and modernization of the existing system depending on technological options and system studies at that time. The project may then be awarded to successor bidder selected through a competitive bidding process for renovation and modernization, if required, and operation and maintenance after contract period of project. In case, any cost is incurred by STU towards examining the need of upgradation or renovation and modernization of the existing system and transfer of assets, the same may be recovered from successor selected bidder.

LICENSE FOR TRANSMISSION

18. Along with the recommendation of selection by the Bid Evaluation Committee, the SPV, after being acquired by the selected developer shall, approach the Appropriate Commission, within a period of five (5) working days from the date of the acquisition of entire equity of the said SPV, for grant of transmission license and adoption of transmission charges. If it fails to apply for license within this time limit, then it will be liable for cancellation of its selection. Cancellation of selection as provided above will be done by the Government on the recommendation of BPC. However, before recommending so, BPC will give an opportunity to the Selected Bidder / TSP to present their view point.

DEVELOPMENT, OPERATION AND MAINTENANCEOF THE PROJECT AND PAYMENT OF TRANSMISSION CHARGES FOR INTER STATE TRANSMISSION SYSTEM

19. For inter State transmission projects, a separate Transmission Service Agreement (TSA) will be signed between the Nodal Agency and the TSP for the development and operation of the project. Further, TSP shall also execute agreement(s) required, if any, under Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations as amended from time to time within fifteen (15) days from the date of grant of Transmission License from the Commission.

20. In case there is any default in payment of transmission charges by any DIC, the same shall be regulated as per the provisions of the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations as amended from time to time.

STATE TRANSMISSION PROJECTS

21. As far as intra State projects are concerned the State Governments may adopt these guidelines and may constitute similar committees for facilitation of transmission projects within the State. The States also have the option to use Viability Gap Funding (VGF) based Model Transmission Agreement (MTA) document of erstwhile Planning Commission for development of transmission system in their States under Public Private Partnership (PPP) mode.

22. The TSP will enter into a Transmission Service Agreement (TSA) with the beneficiaries for development, operation, maintenance and transfer of the project.

MONITORING OF THE PROJECTS

23. For monitoring of the project as well as for performing roles & responsibilities as identified in the Transmission Service Agreement, Nodal Agency shall appoint independent engineer during construction phase, as per framework provided in these Guidelines at **Annex-2**.

24. The TSP shall provide to the CEA, Nodal Agency and independent engineer, on a monthly basis, progress reports along with likely completion date of each Element with regard to the Project and its execution. CEA shall monitor the development of the Project for its timely completion for improving and augmenting the electricity system as a part of its statutory responsibility.

REPEAL AND SAVING

25. The "Guidelines for Encouraging Competition in Development of Transmission Projects" issued on 13th April, 2006 as amended from time to time, are hereby repealed.

26. Provided, however, that any agreement signed or action taken prior to the date hereof shall not be affected by such repeal of the said Guidelines of 2006 and shall continue to be governed by the Guidelines repealed hereunder.

MRITUNJAY KUMAR NARAYAN, Jt. Secy.

Annex-1

No.15/3/2017-Trans
Government of India
Ministry of Power
Shram Shakti Bhawan, Rafi Marg, New Delhi

Dated, the 4th November, 2019

OFFICE ORDER

Subject: - Re-constitution of the "National Committee on Transmission" (NCT) - reg.

In supersession of this Ministry's Office Order of even number dated 13.4.2018, constituting the National Committee on Transmission (NCT), the undersigned is directed to state that the composition and terms of reference of existing NCT is amended as mentioned follows:

1	Chairperson, Central Electricity Authority (CEA)	Chairman
2	Member(Power System), CEA	Member
3	Member(Economic & Commercial), CEA	Member
4	Joint Secretary level officer looking after transmission in M/o New & Renewable Energy, Govt. of India @	Member
5	Director(Trans), M/o Power, Govt. of India	Member
6	Chief Operating Officer, Central Transmission Utility (POWERGRID)	Member
7	Advisor, NITI Aayog #	Member
8	Two experts from Power Sector *	Members
9	Chief Engineer (from Power System Wing), CEA #	Member Secretary

@ To be nominated by Secretary (MNRE).
# To be nominated by NITI Aayog/ CEA.
* To be nominated by the Ministry of Power, Govt. of India from time to time, for a maximum period of two years from the date of their nomination.

2. Revised Terms of Reference (ToR) of the Committee are to:

i. Evaluate the functioning of the National Grid on quarterly basis.
ii. Consider the review / recommendations of the RPCTP for system expansion/ strengthening of the transmission system to be presented before the NCT at the end of every quarter i.e. by 15th July, 15th October; 15th January and 15th April.
iii. CTU, as mandated under the Electricity Act, 2003, is to carry out periodic assessment of transmission requirement under ISTS. The CTU shall also make a comprehensive presentation before the National Committee every quarter for ensuring development of an efficient, co-ordinated and economical inter- State transmission system for smooth flow of electricity. CTU, in the process, may also take inputs from the markets to identify constraints and congestion in the transmission system
iv. After considering the recommendations of the CTU and the Regional Committees, the NCT shall assess the trend of growth in demand and generation in various regions; identify the constraints, if any, in the inter- State, inter- Region transfer system and propose construction of transmission lines, grid stations and other infrastructures in order to meet the requirements, which are likely to arise in the near term/ medium term, so that transmission does not constrain growth. The NCT will also draw up perspective plans, keeping the 10 to 15 years' time horizon in mind.

3. While making their recommendations, the NCT will keep the guidelines of the Tariff Policy in mind.

4. Since the NCT will be looking at the National Transmission System i.e. transmission across regions and across States, therefore, prior concurrence of Regional Power Committees

(Transmission Planning) (RPCTPs) will not be relevant. The views of the RPCTPs will be relevant for transmission issues within the region; but for transmission issues across region, the views of RPCTPs will be inadequate because they will not have a national perspective. However, for inter-regional transmission lines crossing across States and Regions, the RPCTP of the originating location of these lines and the RPCTP of the terminating locations shall be consulted by the NCT.

5. The recommendations of the NCT shall be placed before the Ministry of Power, Government of India for decision.

6. The Empowered Committee constituted vide this Ministry's Office Order of even number dated 13.4.2018 stands dissolved.

7. This issues with the approval of the Hon'ble Minister of State (Independent Charge) for Power and New & Renewable Energy.

4/11/2019.

(Bihari Lal)
Under Secretary to the Govt. of India
Telefax: 23325242
Email: transdesk-mop@nic.in

To

1. All members of NCT.
2. Secretary, Ministry of New & Renewable Energy, Govt. of India.
3. Chairperson, CEA, New Delhi.
4. CMDs of all CPSUs under the Ministry of Power, Govt. of India.
5. Heads of all autonomous bodies under the Ministry of Power, Govt. of India.
6. Finance/ Budget Section, Ministry of Power.
7. Power/ Energy Secretaries of all States/UTs.
8. Chief Executives of all State Power Transmission Utilities.

Copy to:

(i) PS to Hon'ble MoSP(IC)/ PPS to Secretary(Power)/ SS&FA/ AS(Trans)/ all Joint Secretaries/ EA/ Directors/ Dy. Secretaries, Ministry of Power.

(ii) Technical Director, NIC, M/o Power, for publishing this order on the website of M/o Power.

No.15/3/2018-Trans-Pt(5)
Government of India
Ministry of Power
Shram Shakti Bhawan, Rafi Marg, New Delhi

Dated, the 20th May 2021

OFFICE ORDER

Subject: - National Committee on Transmission (NCT) – amendment thereof.

In continuation of this Ministry's Office order no. 15/3/2017-Trans dated 04.11.2019 regarding constitution of the National Committee on Transmission (NCT), following amendments are hereby ordered with immediate effect:

a) CMD, POSOCO will be a member of NCT.
b) The following functions would be added to the Terms of Reference of NCT:
   (i) To formulate the packages for the transmission schemes for their implementation and to recommend their mode of implementation i.e. Tariff Based Competitive Bidding (TBCB) / Regulated Tariff Mechanism (RTM), as per the existing Tariff Policy, to Ministry of Power.
   (ii) To examine the cost of the transmission schemes.
   (iii) To allocate the task of carrying out survey amongst CTU, RECTPCL and PFCCL by maintaining a roster.

2. Further, NCT, while considering the Transmission Planning shall also keep in mind the following aspects:

(i) The Regional Power Committees (Transmission Planning) can make meaningful recommendations only regarding their own Region. They cannot decide on transfers across region.

(ii) For enabling growth of Renewable Energy (RE) capacity areas which have high solar/ wind energy potential, will need to be identified and connected to bulk power evacuation systems so that capacity can come up there. This is a national mission as a part of our energy transition goal.

3. This issues with the approval of the Hon'ble Minister of State (Independent Charge) for Power and New & Renewable Energy and Minister of State for Skill Development and Entrepreneurship.

20/5/2021.

(Bihari Lal)
Under Secretary to the Govt. of India
Telefax: 23325242
Email: transdesk-mop@nic.in

To
(i) All Members of NCT.
(ii) Secretary, Ministry of New & Renewable Energy, Govt. of India.
(iii) Chairperson, CEA, New Delhi.
(iv) CMD, POSOCO, New Delhi
(v) CMDs of all CPSEs under the Ministry of Power, Govt. of India.

(vi) Heads of all autonomous bodies under the Ministry of Power, Govt. of India.
(vii) Finance/ Budget Section, Ministry of Power.
(viii) Power/ Energy Secretaries of all States/UTs.
(ix) Chief Executives of all State Power Transmission Utilities.
(x) CEO, NITI Aayog, New Delhi.

Copy to:

(i) PS to Hon'ble MoSP(IC)/ Sr PPS/ PPS/ PS to Secretary(Power)/ AS&FA/ AS(SKGR)/ AS(VKD)/ all Joint Secretaries/ Sr. Advisor/ Chief Engineer(Th)/ all Directors/ Dy. Secretaries, Ministry of Power.
(ii) Technical Director, NIC, M/o Power, for publishing this order on the website of M/o Power.

Sd/-
20/3/24.

No.15/3/2017-Trans
Government of India
Ministry of Power
Shram Shakti Bhawan, Rafi Marg, New Delhi

Dated, the 4th November, 2019

OFFICE ORDER

Subject: Constitution of five "Regional Power Committees (Transmission Planning)" (RPCTPs) - reg.

In supersession of this Ministry's Office Orders of even number, dated 13.4.2018, constituting five Regional Standing Committees on Transmission (RSCTs) viz. Eastern Regional Standing Committee on Transmission (ERSCT), Western Regional Standing Committee on Transmission (WRSCT), Northern Regional Standing Committee on Transmission (NRSCT), Southern Regional Standing Committee on Transmission (SRSCT) and North Eastern Regional Standing Committee on Transmission (NERSCT), the undersigned is directed to state that in the light of the fact that the present transmission system is in the nature of One Nation- One Grid and the whole system as National System has to transport power seamlessly from one corner of the country to another corner of the country in the form of one single market, it has been decided to revise the existing five RSCTs by replacing the same with five new "Regional Power Committees (Transmission Planning) (RPCTPs)" with the following composition, with immediate effect:

Eastern Regional Power Committee (Transmission Planning) (ERPCTP):

1	Member(Power System), Central Electricity Authority (CEA)	Chairperson
2	Chief Operating Officer, Central Transmission Utility (POWERGRID)	Member
3	Director(System Operation), Power System Operation Corporation Ltd.	Member
4	Heads of State Transmission Utilities (STUs) of Bihar, Jharkhand, West Bengal, Odisha, Sikkim, UT of Andaman & Nicobar Islands #	Member
5	Member Secretary of Eastern Regional Power Committee	Member
6	CMD/ MD/ Chairman of NTPC, NHPC, SECI and DVC	Members
7	Chief Engineer(from Power System Wing), Central Electricity Authority *	Member Secretary

 # STUs to coordinate with their respective Distribution Companies (DISCOMs).
** To be nominated by the Central Electricity Authority.*

Western Regional Power Committee (Transmission Planning) (WRPCTP):

1	Member(Power System), Central Electricity Authority (CEA)	Chairperson
2	Chief Operating Officer, Central Transmission Utility (POWERGRID)	Member
3	Director(System Operation), Power System Operation Corporation Ltd.	Member
4	Heads of State Transmission Utilities (STUs) of Gujarat, Madhya Pradesh, Chhattisgarh, Maharashtra, Goa, UT of Daman & Diu, UT of Dadra & Nagar Haveli #	Member
5	Member Secretary of Western Regional Power Committee	Member
6	CMD/ MD/ Chairman of NTPC, NHPC and SECI	Members
7	Chief Engineer(from Power System Wing), Central Electricity Authority *	Member Secretary

 # STUs to coordinate with their respective Distribution Companies (DISCOMs).
** To be nominated by the Central Electricity Authority.*

Northern Regional Power Committee (Transmission Planning) (NRPCTP):

1	Member(Power System), Central Electricity Authority (CEA)	Chairperson
2	Chief Operating Officer, Central Transmission Utility (POWERGRID)	Member
3	Director(System Operation), Power System Operation Corporation Ltd.	Member
4	Heads of State Transmission Utilities (STUs) of UT of Jammu & Kashmir, UT of Ladakh, Himachal Pradesh, Punjab, Haryana, Rajasthan, Delhi, Uttar Pradesh, Uttarakhand, UT of Chandigarh #	Member
5	Member Secretary of Northern Regional Power Committee	Member
6	CMD/ MD/ Chairman of NTPC, NHPC and SECI	Members
7	Chief Engineer(from Power System Wing), Central Electricity Authority *	Member Secretary

 # STUs to coordinate with their respective Distribution Companies (DISCOMs).
** To be nominated by the Central Electricity Authority.*

Southern Regional Power Committee (Transmission Planning) (SRPCTP):

1	Member(Power System), Central Electricity Authority (CEA)	Chairperson
2	Chief Operating Officer, Central Transmission Utility (POWERGRID)	Member
3	Director(System Operation), Power System Operation Corporation Ltd.	Member
4	Heads of State Transmission Utilities (STUs) of Telangana, Andhra Pradesh, Karnataka, Kerala, Tamil Nadu, UT of Puducherry, UT of Lakshadweep #	Member
5	Member Secretary of Southern Regional Power Committee	Member
6	CMD/ MD/ Chairman of NTPC, NHPC and SECI	Members
7	Chief Engineer(from Power System Wing), Central Electricity Authority *	Member Secretary

 # STUs to coordinate with their respective Distribution Companies (DISCOMs).
** To be nominated by the Central Electricity Authority.*

North Eastern Regional Power Committee (Transmission Planning) (NERPCTP):

1	Member(Power System), Central Electricity Authority (CEA)	Chairperson
2	Chief Operating Officer, Central Transmission Utility (POWERGRID)	Member
3	Director(System Operation), Power System Operation Corporation Ltd.	Member
4	Heads of State Transmission Utilities (STUs) of Assam, Meghalaya, Nagaland, Arunachal Pradesh, Tripura, Manipur, Mizoram #	Member
5	Member Secretary of North Eastern Regional Power Committee	Member
6	CMD/ MD/ Chairman of NTPC, NHPC, SECI and NEEPCO	Members
7	Chief Engineer(from Power System Wing), Central Electricity Authority *	Member Secretary

 # STUs to coordinate with their respective Distribution Companies (DISCOMs).
** To be nominated by the Central Electricity Authority.*

2. Terms of Reference (ToR) of the RPCTPs are to:

i. Carry out a quarterly review of the Transmission System in the region; assess the growth in generation capacity and the demand in various parts of the region; and draw up proposals for strengthening inter- Regional transmission system. The transmission planning is required to keep in mind the areas where the generation is likely to grow and areas where load demand will grow so that the transmission system at any point of time is capable to meet the demand in every corner of the country and comply with the mandate under the Tariff Policy of developing transmission system ahead of the generation for ensuring smooth operation of the grid.

ii. Assess the transmission system requirements in the near, medium and long term and draw up transmission schemes to meet these requirements. While doing this a perspective plan for the next 15-20 years may also be kept in mind and accordingly the requisite allowance/margin may be factored in the system during planning process.

iii. Examine applications for connectivity and access and ensure that these are granted speedily, provided that the requisite fees/charges are paid.

iv. Review the upstream and downstream network associated with transmission schemes.

v. Examine and evaluate the intra-state transmission proposals.

vi. Review and facilitate the construction of the inter-regional grid strengthening schemes.

3. The RPCTPs shall take steps to ensure that the transmission capacity is capable of wheeling the electricity to different parts of the region and outside the region as per the demands of the market. They shall carry out the quarterly reviews and make recommendation for system strengthening and expansion keeping in mind the guidelines laid down by the Tariff Policy.

4. The RPCTPs will forward their review of the transmission systems and their recommendation for system expansion/ strengthening to the National Committee on Transmission (NCT) at the end of every quarter- by 15th July; 15th October; 15th January and 15th April. The NCT will examine the proposals and forward them to Government with their recommendations.

5. This issues with the approval of the Hon'ble Minister of State (Independent Charge) for Power and New & Renewable Energy.

25/11/2019

(Bihari Lal)
Under Secretary to the Govt. of India
Telefax: 23325242
Email: transdesk-mop@nic.in

To

1. All members of the five RPCTPs.
2. Secretary, Ministry of New & Renewable Energy, Govt. of India.
3. Chairperson, CEA, New Delhi.
4. CMDs of all CPSUs under the Ministry of Power and Ministry of New and Renewable Energy, Govt. of India.
5. Heads of all autonomous bodies under the Ministry of Power, Govt. of India.
6. Finance/ Budget Section, Ministry of Power.
7. Power/ Energy Secretaries of all States/UTs.
8. Chief Executives of all State Transmission Utilities (STUs).

Copy to:

(i) PS to Hon'ble MoSP(IC)/ PPS to Secretary(Power)/ SS&FA/ AS(Trans)/ all Joint Secretaries/ EA/ Directors/ Dy. Secretaries, Ministry of Power.

(ii) Technical Director, NIC, M/o Power, for publishing this order on the website of M/o Power.

Annex-2

Framework for Appointment of Independent Engineer

i. The appointment of Independent Engineer will be made no later than 90 (ninety) days from the effective date of Transmission Service Agreement (TSA) and will be for period ending 30 (thirty) days after SCOD or actual COD, as the case may be.

ii. The process for selection of Independent Engineer will be done on single stage two envelope bidding process.

iii. The qualifying requirement for selection of Independent Engineer will primarily be based on experience as Project Management Consultant or experience as Independent Engineer/Lender's Engineer in construction of transmission projects (transmission lines and/ or Sub-Stations) including quality monitoring.

iv. Financial Bids shall be in terms of fee to be charged by Independent Engineer on monthly basis.

v. The selection shall be based on Quality and Cost based selection (QCBS) criteria.

संकल्प

नई दिल्ली, 10 अगस्त, 2021

पारेषण सेवा के लिए टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी-बोली-प्रक्रिया दिशानिर्देश

1. प्रस्तावना

सं. 15/1/2017-पारेषण.—भारत में विद्युत उद्योग में प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देना विद्युत अधिनियम, 2003 (अधिनियम) के प्रमुख उद्देश्यों में से एक है। प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देने और विद्युत बाजार तैयार करने के लिए एक पारेषण प्रणाली विकसित करना अनिवार्य है। इन दिशानिर्देशों का उद्देश्य टैरिफ आधारित बोली प्रक्रिया के माध्यम से पारेषण सेवाएं और टैरिफ निर्धारण में व्यापक भागीदारी द्वारा इस क्षेत्र में प्रतिस्पर्धा को सुगम बनाना है।

इस अधिनियम की धारा 61 में और 62 उपयुक्त आयोग द्वारा विद्युत के उत्पादन, पारेषण, व्हीलिंग और खुदरा बिक्री के टैरिफ विनियमन और निर्धारण का प्रावधान किया गया है। अधिनियम की धारा 63 में उल्लेख है कि -

"धारा 62 में निहित किसी बात के होते हुए, उपयुक्त आयोग उस टैरिफ को अपनाएगा यदि ऐसा टैरिफ केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशा-निर्देशों के अनुसार बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से निर्धारित किया गया है।"

पारेषण सेवा के लिए टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली दिशानिर्देश और पारेषण परियोजनाओं के विकास में प्रतिस्पर्धा को प्रोत्साहित करने के लिए अधिनियम की धारा 63 के उपरोक्त उपबंधों के तहत दिशानिर्देश तैयार किए गए। इन दिशानिर्देशों के विशिष्ट उद्देश्य निम्नवत् हैं:

- पारेषण सेवाओं की प्रतिस्पर्धी खरीद को बढ़ावा देना।
- पारेषण प्रणाली में निजी निवेश को प्रोत्साहित करना।
- खरीद प्रक्रियाओं में पारदर्शिता और निष्पक्षता लाना;
- विभिन्न बोलीदाताओं के लिए सूचना विषमताओं में कमी लाना;
- विद्युत की पारेषण सेवाओं की खरीद में प्रतिस्पर्धी स्थितियों को सुगम बनाकर उपभोक्ता हितों की रक्षा करना;
- मानकीकरण को बढ़ाना और अस्पष्टता को कम करना, और फलस्वरूप परियोजनाओं के पूर्ण होने में लगने वाले समय में कमी लाना, ;
- पारेषण सेवा प्रदाताओं को प्रचालन में लचीलेपन की अनुमति देते हुए पारेषण प्रणाली के लिए मानकों, मानदंडों और संहिताओं की अनुपालना सुनिश्चित करना।

2. दिशानिर्देशों का कार्यक्षेत्र

2.1. ये दिशा-निर्देश विद्युत पारेषण के लिए पारेषण सेवाओं की खरीद हेतु विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के उपबंधों के तहत जारी किए जा रहे हैं ।

2.2. ये दिशानिर्देश, इस अधिसूचना में वर्णित तंत्र द्वारा टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से विद्युत के पारेषण के लिए पारेषण सेवाओं की खरीद और उस बोलीदाता का चयन करने के लिए जो एक नई अंतरराज्यीय / अंतरा-राज्यीय पारेषण प्रणाली के लिए एसपीवी का अधिग्रहण करेगा और निर्माण, स्वामित्व, निर्दिष्ट पारेषण प्रणाली घटकों को संचालित और स्थानांतरित करेगा, के लिए लागू होंगे । अंतर-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं के लिए मानक बोली दस्तावेज केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यीय पारेषण प्रभारों और हानियों की हिस्सेदारी) विनियम, 2020 के आधार पर विकसित किए जाते हैं, जबकि अंतरा-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं के लिए मानक बोली दस्तावेज टैरिफ गणना की डाक टिकट पद्धति के आधार पर विकसित किए जाते हैं। यदि कोई राज्य केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यीय पारेषण प्रभारों और हानियों की हिस्सेदारी) विनियम, 2020 के तहत निर्दिष्ट हिस्सेदारी तंत्र को अपनाता है, तो वे उचित संशोधन एवं उपयुक्त सरकार के अनुमोदन से अंतरा-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं के अवार्ड के लिए अंतर-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं के लिए मानक बोली दस्तावेजों का अनुसरण कर सकते हैं। अंतर-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं के लिए, सीटीयू या उसके उत्तराधिकारियों या केंद्र सरकार द्वारा तय की गई एजेंसी को परियोजना के सीओडी से 35 साल बाद, अर्थात् करार के समाप्त होने की अवधि के बाद परियोजना की परिसंपत्ति के साथ सबस्टेशन के भूमि अधिकारों, मार्गाधिकार और मंजूरी के साथ शून्य लागत पर और किसी भी भार और दायित्व से मुक्त अनिवार्य रूप से हस्तांतरित की जाएगी। यह हस्तांतरण करार की अवधि समाप्त होने के 90 दिनों के भीतर पूरा किया जाएगा, ऐसा न करने पर सीटीयू को स्वत: परियोजना परिसंपत्ति का अधिग्रहण करने का अधिकार होगा। सीईए और सीटीयू (दोनों आयोजना एजेंसियां होने के नाते) परियोजना के सीओडी के बत्तीसवें वर्ष (32वें) में तत्समय उपलब्ध प्रौद्योगिक विकल्पों और प्रणाली अध्ययन के आधार पर प्रणाली के उन्नयन या मौजूदा प्रणाली के नवीनीकरण और आधुनिकीकरण, की आवश्यकता की जांच करेंगे। परियोजना के सीओडी से 35 वर्षों के बाद परियोजना को प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से चयनित उत्तराधिकारी बोलीदाता को नवीनीकरण और आधुनिकीकरण यदि कोई हो, और प्रचालन और रखरखाव के लिए दिया जा सकता है। यदि सीटीयू द्वारा मौजूदा प्रणाली के उन्नयन या नवीनीकरण और आधुनिकीकरण और परिसंपत्तियों के हस्तांतरण की आवश्यकता की जांच करने के लिए कोई लागत आती है, तो उसे उत्तराधिकारी चयनित बोलीदाता से वसूल किया जाएगा।

2.3. अंतर-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं के लिए, परियोजना की करार अवधि की समाप्ति के बाद राज्य सरकार द्वारा तय की गई एजेंसी को परियोजना की परिसंपत्ति के साथ सबस्टेशन भूमि अधिकार, मार्गाधिकार और मंजूरी के साथ, शून्य लागत पर और किसी भार और दायित्वसे मुक्त अनिवार्य रूप से हस्तांतरित की जाएगी । अंतरा-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं के लिए करार की अवधि उपयुक्त आयोग के सुसंगत विनियमों के अनुसार एलटीटीसी या बीपीसी द्वारा नियत 35 वर्ष या कोई भी अवधि हो सकती है । राज्य पारेषण यूटिलिटी (एसटीयू) (आयोजना एजेंसी होने के नाते), परियोजना की समाप्ति से तीन (3) वर्ष पहले वाले वर्ष में, उस समय के प्रौद्योगिक विकल्पों और प्रणाली अध्ययन के आधार पर प्रणाली के उन्नयन या मौजूदा प्रणाली के नवीनीकरण और आधुनिकीकरण की आवश्यकता की जांच करेगी। इसके बाद आवश्यकतानुसार, परियोजना की करार अवधि के बाद नवीनीकरण और आधुनिकीकरण, और प्रचालन और रखरखाव के लिए प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से चयनित उत्तराधिकारी बोलीदाता को परियोजना प्रदान की जा सकती है। यदि एसटीयू द्वारा मौजूदा प्रणाली के उन्नयन या नवीनीकरण और आधुनिकीकरण और परिसंपत्तियों के हस्तांतरण की आवश्यकता की जांच करने के लिए कोई लागत आती है, तो इसे उत्तराधिकारी चयनित बोलीदाता से वसूल किया जा सकता है।

2.4. पारेषण सेवाएं प्रदान करने के अंतर्गत, सर्वेक्षण, विस्तृत परियोजना रिपोर्ट तैयार करना, वित्त की व्यवस्था, परियोजना प्रबंधन, पारेषण लाइसेंस प्राप्त करना, मार्गाधिकार प्राप्त करना, वन मंजूरी, पर्यावरण मंजूरी, सांविधिक और अन्य आवश्यक मंजूरी, साइट पहचान, भूमि अधिग्रहण और मुआवजे का भुगतान, डिजाइन, इंजीनियरिंग, गुणवत्ता नियंत्रण, उपकरण की खरीद, सामग्री, निर्माण, निर्माण, परीक्षण और कमीशनिंग, पारेषण लाइनों और/या सबस्टेशन और/या स्विचिंग स्टेशनों और/या एचवीडीसी लिंक के प्रचालन और टर्मिनल स्टेशनों और एचवीडीसी पारेषण लाइन सहित सभी संबंधित गतिविधियां शामिल होंगी। यह इस प्रकार से होगा कि परियोजना के निष्पादन से लेकर पूरा होने और चालू होने तक और उसके बाद के रखरखाव और प्रचालन तक बोली दस्तावेज में निर्दिष्ट आवश्यक पारेषण सेवाएं प्रदान की जाती हैं, ताकि ई-रिवर्स बोली के दौरान चयनित बोलीदाता द्वारा उद्धृत और उपयुक्त आयोग द्वारा अपनाए गए पूर्ण पारेषण शुल्क की वसूली के लिए लक्ष्य के अनुसार सुविधाएं उपलब्ध हों। लक्ष्य से कम

पारेषण प्रणाली की उपलब्धता के लिए, नीचे पैरा 2.5 के अध्यधीन, टीएसपी को देय पारेषण शुल्क, पारेषण सेवा करार (टीएसए) के उपबंधों के अनुसार होगा।

2.5. यदि लगातार छह महीनों के लिए पारेषण प्रणाली की उपलब्धता पारेषण सेवा करार (टीएसए) में निर्धारित मानदंडों से कम है, तो नोडल एजेंसी टीएसए को समाप्त कर सकती है। यदि पारेषण सेवा या नोडल एजेंसी के खरीदार की राय है कि पारेषण प्रणाली अत्यंत महत्वपूर्ण है, तो वह टीएसपी के जोखिम और लागत पर समय अंतराल व्यवस्था के रूप में पारेषण प्रणाली के प्रचालन और रखरखाव जारी रख सकती है या करवा सकती है और विद्युत अधिनियम 2003 के तहत निर्धारित प्रक्रिया के अनुसार उपयुक्त कार्रवाई के लिए उपयुक्त आयोग से संपर्क कर सकती है।

3. बोली प्रक्रिया समन्वयक (बीपीसी)

3.1. एक बोली प्रक्रिया समन्वयक, जिसे इसके बाद बीपीसी कहा गया है, इन दिशानिर्देशों के अनुसार टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के तहत कार्यान्वित की जाने वाली प्रत्येक अंतर-राज्यीय पारेषण परियोजना के लिए आवश्यक पारेषण सेवाओं की खरीद के लिए बोली प्रक्रिया के संचालन के लिए जिम्मेदार होगा ।

3.2. किसी भी अंतर-राज्यीय पारेषण परियोजना के लिए आवश्यक पारेषण सेवाओं की खरीद के लिए , केंद्र सरकार सीटीयू या किसी केंद्र सरकार के संगठन/केंद्रीय सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रम या इसकी पूर्ण स्वामित्व वाली सहायक कंपनी (विशेष प्रयोजनीय वाहन) को बीपीसी के रूप में अधिसूचित करेगी । विद्युत मंत्रालय किसी भी समय बीपीसी के नामांकन की समीक्षा करने के लिए स्वतंत्र होगा ।

3.3. अंतरा-राज्यीय पारेषण के लिए आवश्यक पारेषण सेवाओं की खरीद के लिए, उपयुक्त राज्य सरकार एसटीयू या किसी संगठन/राज्य सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रम को बोली प्रक्रिया समन्वयक के रूप में अधिसूचित कर सकती है या केंद्र सरकार द्वारा अधिसूचित बीपीसी की सेवाओं को नियुक्त कर सकती है।

3.4. प्रत्येक पारेषण परियोजना के लिए आवश्यक पारेषण सेवाओं की खरीद के लिए बोली प्रक्रिया संचालित करने के लिए, बीपीसी परियोजना की अनुमानित लागत के 1% की दर से व्यावसायिक शुल्क वसूल करेगा, जो प्रति परियोजना न्यूनतम 5 करोड़ रु. और अधिकतम 15 करोड़ रु .होगा।

3.5. साथ ही, इन दिशानिर्देशों के उपबंधों के अनुसार विकासकर्ता के चयन की प्रक्रिया में बीपीसी द्वारा किए गए सभी व्यय की वसूली उस विकासकर्ता से की जाएगी जिसे अंतिम रूप से चिह्नित किया गया है, और उस परियोजना को विकसित करने का कार्य सौंपा गया है । वसूल की जाने वाली राशि को आरएफपी दस्तावेज में दर्शाया जाएगा ताकि बोलीदाता उस राशि को उनके द्वारा उद्धृत किए जाने वाले टैरिफ में ध्यान में रख सकें। इसके अलावा, चयनित बोलीदाता द्वारा बोली प्रक्रिया के अंत में आरएफपी दस्तावेज में दर्शाई गई राशि और अंतिम भुगतान की जाने वाली राशि में 5% से अधिक का अंतर नहीं होना चाहिए। साथ ही, यदि किसी पारेषण योजना के लिए बोली प्रक्रिया को रद्द/डीनोटिफाई किया जाता है, तो उस योजना पर बीपीसी द्वारा किए गए व्यय को योजना की पुन: बोली लगाने पर वसूल किया जा सकता है। यदि योजना अब आवश्यक नहीं है या विनियमित टैरिफ तंत्र पर दी गई है, तो उस योजना पर बीपीसी द्वारा किए गए व्यय को विद्युत मंत्रालय की अनुमति से आगामी योजनाओं के लिए आवंटित किया जा सकता है।

4. बोलियां आमंत्रित करने की तैयारी

4.1. बीपीसी इन दिशानिर्देशों के अनुसार बोली दस्तावेज तैयार करेगा और उपयुक्त सरकार का अनुमोदन प्राप्त करेगा। वैकल्पिक रूप से, बीपीसी विद्युत मंत्रालय द्वारा अधिसूचित मानक बोली दस्तावेजों का उपयोग कर सकता है । मानक बोली दस्तावेजों से कोई भी महत्वपूर्ण विचलन उपयुक्त सरकार के पूर्व अनुमोदन से ही किया जाएगा। किसी बोली दस्तावेज को मानक बोली दस्तावेजों से महत्वपूर्ण विचलन कहा जाएगा, यदि वह मानक बोली दस्तावेजों की तुलना में निम्नलिखित में से एक या अधिक पहलुओं में पर्याप्त अंतर के साथ पारेषण सेवा प्राप्त करने का प्रस्ताव करता है:

i. पारेषण सेवा का विस्तार, गुणवत्ता या निष्पादन मानक;

ii. टीएसपी और नोडल एजेंसी के अधिकार, भूमिकाएं और दायित्व

iii. अर्हता आवश्यकता

iv. बोली बंधपत्र की कीमतें, करार निष्पादन गारंटी और क्षतिपूर्ति नुकसानी

4.2. बीपीसी द्वारा बोली प्रक्रिया शुरू करने के बारे में उपयुक्त आयोग को सूचना भेजी जाएगी ।

4.3. बोली दस्तावेजों में परियोजना प्रोफाइल और सर्वेक्षण रिपोर्ट भी शामिल होगी। परियोजना प्रोफाइल (पीपी) में लाइन के संबंध में सुसंगत डेटा अर्थात वोल्टेज स्तर, लाइन कॉन्फ़िगरेशन, अर्थात् एस/सी या डी/सी, कंडक्टर आदि के कार्यात्मक विनिर्देश और सबस्टेशन या कनवर्टर स्टेशनों के कार्यात्मक विनिर्देश (एचवीडीसी लाइन के मामले में).होना चाहिए।सर्वेक्षण रिपोर्ट में मार्ग की अनुमानित लंबाई, इलाके के प्रकार, अधिकतम ऊंचाई , बर्फीले क्षेत्र , पवन क्षेत्र, वन/वन्यजीव उल्लंघन, लुप्तप्राय प्रजातियों के पर्यावास का उल्लंघन, आसपास के नागरिक और सेना हवाई अड्डे, मार्ग में आने वाली प्रमुख नदी/समुद्री क्रॉसिंग और कोयला/खनिज खनन क्षेत्रों और सबस्टेशन या कनवर्टर स्टेशनों के स्थान सहित एक सुझाया गया मार्ग होगा।

4.4. स्थान विशिष्ट सबस्टेशनों, स्विचिंग स्टेशनों या एचवीडीसी टर्मिनल या इन्वर्टर स्टेशनों के लिए बीपीसी को भूमि अधिग्रहण की प्रक्रिया शुरू करनी चाहिए। बीपीसी जरूरत पड़ने पर वन मंजूरी लेने की प्रक्रिया भी शुरू करेगा।

5. पारेषण सेवा प्रदाता (टीएसपी)

5.1. बीपीसी द्वारा निगमित विशेष प्रयोजनीय वाहन (एसपीवी), जिसे आगे टीएसपी कहा गया है, को करार निष्पादन गारंटी जमा करने और सफल बोलीदाता द्वारा एसपीवी प्राप्त करने के बाद, पारेषण सेवा प्रदाता (टीएसपी) के रूप में नामित किया जाएगा । टीएसपी उपयुक्त आयोग से पारेषण लाइसेंस का अनुरोध करेगा।

5.2. टीएसपी पारेषण परियोजना के निष्पादन को आरंभ करेगा ताकि टीएसए में निर्दिष्ट अनुसूची के अनुसार पारेषण प्रणाली की कमीशनिंग और प्रचालनात्मकता को पूरा किया जा सके।

6. पारेषण प्रभारों की वसूली

6.1. इन दिशानिर्देशों के अनुसार ई-रिवर्स बोली प्रक्रिया के माध्यम से चयनित टीएसपीयों द्वारा प्रदान किए गए पारेषण प्रणाली के लिए टीएसपी को देय कुल शुल्क, इन दिशानिर्देशों के पैरा 7.1, 7.2, 7.3, 7.4 और 7.5 में निर्दिष्ट अनुसार निर्धारित किया जाएगा।

6.2. राज्य आपूर्ति यूटिलिटियों, वितरण कंपनियों, उत्पादन कंपनियों, व्यापारियों, थोक उपभोक्ताओं, आदि जैसे डीआईसी/एलटीटीसी से पारेषण शुल्क की वसूली इन दिशानिर्देशों और समय-समय पर अधिसूचित उपयुक्त आयोग के सुसंगत नियमों के अनुसार की जाएगी।

7. पारेषण प्रभार संरचना

7.1. **इन दिशानिर्देशों के तहत पारेषण सेवाओं की खरीद हेतु**: प्रत्येक भुगतान अवधि के लिए पारेषण शुल्क का भुगतान और निपटारा उपयुक्त आयोग के विनियमों के अनुसार किया जाएगा। प्रथम वर्ष के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार, जो परियोजना के सीओडी से 35 वर्ष की अवधि के लिए नियत रहेगा, बोली और मूल्यांकन का आधार बनेगा।

7.2. बीपीसी, पारेषण सेवा के लिए आवश्यक पारेषण प्रणाली के लिए वाणिज्यिक प्रचालन के निर्धारित महीने को निर्दिष्ट करेगा ।

7.3. देय मासिक टैरिफ, वार्षिक टैरिफ में उस महीने में दिनों की संख्या का गुणा कर तथा परिणाम में वर्ष में दिनों की संख्या से विभाजित कर निकाला जाएगा।

7.4. टैरिफ केवल भारतीय रुपए में निर्दिष्ट किया जाएगा। विदेशी मुद्रा जोखिम, यदि कोई हो, टीएसपी द्वारा वहन किया जाएगा।

7.5. ई-रिवर्स बोली प्रक्रिया के उपरांत पाए गए न्यूनतम वार्षिक पारेषण शुल्क वाले बोलीदाता को अवार्ड के लिए विचार किया जाएगा। यदि उद्धृत दरें प्रचलित कीमतों के अनुरूप नहीं हैं, तो मूल्यांकन समिति को सभी कीमत बोलियों को अस्वीकार करने का अधिकार होगा।

8. भुगतान सुरक्षा तंत्र

8.1. अंतर-राज्यीय पारेषण परियोजनाओं के लिए भुगतान सुरक्षा समय-समय पर संशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यीय पारेषण प्रभारों और हानियों की हिस्सेदारी) विनियमों के अनुसार होगी और डीआईसी द्वारा सीटीयू को उपलब्ध कराई जाएगी।

8.2. अंतरा-राज्यीय परियोजनाओं के लिए, टीएसपी द्वारा प्रदान की जा रही पारेषण सेवाओं के उपयोगकर्ता द्वारा टीएसपी को भुगतान सुरक्षा उपलब्ध कराई जाएगी। भुगतान सुरक्षा में निम्नलिखित शामिल हो सकते हैं:

i. अपरिवर्तनीय साख पत्र (एलसी)

ii. पारेषण सेवाओं के चूककर्ता उपयोगकर्ता (उपयोगकर्ताओं) की विद्युत के विनियमन सहित अन्य उपाय।

9. बोली प्रक्रिया

9.1. इन दिशानिर्देशों के तहत पारेषण सेवाओं की खरीद के लिए बीपीसी, प्रस्ताव (आरएफपी) का अनुरोध करने के लिए, दो लिफाफे वाली एकल चरण निविदा प्रक्रिया अपनाएगा। बोली के लिए दस्तावेज इन दिशानिर्देशों के पैरा 4.1 के अनुसार तैयार किए जाएंगे। पूरी बोली प्रक्रिया ई-रिवर्स बोली फ्रेमवर्क के तहत इलेक्ट्रॉनिक माध्यम से ऑनलाइन आयोजित की जाएगी।

9.2. आरएफपी नोटिस कम से कम दो राष्ट्रीय समाचार पत्रों, बीपीसी की वेबसाइट और विशेष रूप से व्यापार पत्रिकाओं में भी प्रकाशित किया जाना चाहिए, ताकि इसके व्यापक प्रचार हो सके। बोली अनिवार्य रूप से अंततराष्ट्रीय प्रतिस्पर्धी बोली (आईसीबी) के माध्यम से होगी। आरएफपी जारी करने के लिए, बोलीदाता द्वारा पूरी की जाने वाली न्यूनतम शर्तों को आरएफपी में निर्दिष्ट किया जाएगा।

9.3. बीपीसी किसी भी बोली लगाने वाले/प्रतिभागी को निविदा दस्तावेज की केवल लिखित व्याख्या प्रदान करेगा, उसी के लिए कहेगा, और उसे ही अन्य सभी बोलीदाताओं को उपलब्ध कराया जाएगा। सभी पक्षकर केवल बीपीसी की लिखित सूचना और स्वीकृतियों पर निर्भर रहेंगे।

9.4. आरएफपी में प्रदान किए जाने वाले मानक दस्तावेजों में निम्नलिखित शामिल होंगे:

9.4.1. आवश्यकताओं की परिभाषा, जिनमें शामिल हैं:

- परियोजना का संक्षिप्त विवरण;
- बोलीदाताओं द्वारा प्राप्त किए जाने वाले कमीशनिंग माइलस्टोन;
- बोली दस्तावेजों में उल्लेख के अनुसार, आवश्यक प्रमाण के साथ न्यूनतम निवल मूल्य (नेटवर्थ), आदि सहित बोलीदाताओं द्वारा पूरी की जाने वाली अर्हता आवश्यकताएं।

9.4.2. कमीशनिंग और वाणिज्यिक प्रचालन के लिए निर्दिष्ट लक्ष्य तिथियां/माह। निर्माण समय कम से कम 18 महीने के अध्यधीन, इलाके, परियोजना की जटिलता और लाइन की लंबाई आदि के आधार पर पारेषण संबंधी राष्ट्रीय समिति द्वारा अनुशंसित होगा।

9.4.3. मानक पारेषण सेवा करार (टीएसए)। टीएसपी, बीपीसी से एसपीवी के अधिग्रहण की तारीख को नोडल एजेंसी (अंतरराज्यीय परियोजनाओं के मामले में)/संबंधित यूटिलिटियों (अंतरा-राज्यीय परियोजनाओं के मामले में) के साथ एक पारेषण सेवा करार (टीएसए) करेगा।

विद्युत अधिनियम की धारा 38(2) के अनुसार, अंतरराज्यीय पारेषण परियोजनाओं के लिए, सीटीयू पारेषण सेवा करार और आवश्यकतानुसार, अंतरराज्यीय पारेषण सेवाएं प्रदान करने के लिए समय-समय पर यथासंशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यीय पारेषण प्रभार और हानियों की हिस्सेदारी) के तहत, किसी भी अन्य करार, जिसमें इस संबंध में केंद्रीय आयोग द्वारा बनाए गए नियमों के अनुसार डीआईसी के बीच पारेषण प्रभारों और हानियों की हिस्सेदारी, डीआईसी से पारेषण प्रभार एकत्र करना और संबंधित पारेषण सेवा प्रदाताओं को संवितरित करना शामिल है, को निष्पादित करने के लिए नोडल एजेंसी के रूप में कार्य करेगा।

नोडल एजेंसी अपनी भूमिकाओं को पूरा करने और टीएसए के तहत समाप्ति भुगतान, क्षतिपूर्ति सहित किसी भी अन्य दावों और/या देयता (ओं) को पूरा करने के लिए डीआईसी से अपने खर्चों की वसूली करने की हकदार होगी। नोडल एजेंसी के ऐसे खर्चों की वसूली के लिए एक उपयुक्त विनियम तैयार किया जाएगा।

नोडल एजेंसी द्वारा टीएसपी से प्राप्त किसी भी भुगतान या नुकसान को सीईआरसी हिस्सेदारी विनियमों के अनुसार देय मुआवजे की कटौती के बाद, परियोजना की कमीशनिंग में देरी के लिए सीईआरसी हिस्सेदारी विनियमों के अनुसार डीआईसी द्वारा भुगतान किए जाने वाले पारेषण शुल्क को समायोजित करने के लिए उपयोग किया जाएगा। इसके अलावा,

सभी नामित अंतर-राज्यीय ग्राहक (डीआईसी) सीटीयू को अपनी जिम्मेदारियों के निर्वहन में सुविधा प्रदान करने के लिए निम्नलिखित दायित्व निभाएंगे:

क) परियोजना को जोड़ने के लिए टीएसपी को सक्षम करने के लिए अंतर्संयोजन सुविधाओं की उपलब्धता का समन्वय करना; तथा

ख) नोडल एजेंसी को अपने कर्तव्यों और दायित्वों के निष्पादन के लिए आवश्यक सभी सहायता प्रदान करना।

9.4.4. **समय-समय पर यथासंशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यीय पारेषण प्रभारों और हानियों की हिस्सेदारी) विनियम के तहत करार।** अंतर-राज्यीय परियोजनाओं के मामले में, टीएसपी समय-समय पर यथासंशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यीय पारेषण प्रभारों और हानियों की हिस्सेदारी) विनियम के तहत आयोग से पारेषण लाइसेंस प्रदान करने की तिथि से पन्द्रह (15) दिनों के भीतर आवश्यक करार करेगा।

9.4.5. बोलीदाता के प्रस्ताव की वैधता की आवश्यक अवधि;

9.4.6. **एसपीवी के साथ किया जाने वाला प्रस्तावित टीएसए।** आरएफपी चरण में प्रस्तावित टीएसए को बोली-पूर्व सम्मेलन के दौरान बोलीदाताओं से प्राप्त परियोजना से संबंधित जानकारी के आधार पर संशोधित किया जा सकता है और इसे सभी आरएफपी बोलीदाताओं को उपलब्ध कराया जाएगा। टीएसए में आगे कोई और संशोधन नहीं किया जाएगा;

9.4.7. **बीपीसी द्वारा अपनाई जाने वाली बोली मूल्यांकन कार्यप्रणाली।** आरएफपी के साथ ऑनलाइन जमा किए गए प्रारंभिक मूल्य प्रस्ताव का मूल्यांकन बोलीदाता द्वारा उद्धृत पैकेज के तहत शामिल सभी घटकों के लिए वार्षिक पारेषण शुल्क के आधार पर किया जाएगा। प्रारंभिक प्रस्ताव के पारेषण शुल्क को अर्हता प्राप्त बोलीदाताओं के निर्धारण के लिए आरोही क्रम के आधार पर क्रमबद्ध किया जाएगा। आरएफपी चरण में रैंकिंग के पहले 50% (किसी भी अंश को अगले पूर्णांक में पूर्णांकित) या 4 (चार) बोलीदाताओं में से जो भी अधिक हो, ई-रिवर्स बोली में भाग लेने के लिए पात्र होंगे। यदि आरएफपी चरण में अनुक्रियाशील बोलीदाताओं की संख्या 2 (दो) से 4 (चार) के बीच है, तो सभी ई-रिवर्स बोली में भाग लेने के लिए पात्र होंगे। यदि अनुक्रियाशीलता जांच के बाद केवल एक बोलीदाता शेष रहता है, तो ऐसे बोलीदाता का प्रारंभिक प्रस्ताव नहीं खोला जाएगा और मामला सरकार को भेजा जाएगा। एक या एक से अधिक बोलीदाताओं द्वारा प्रस्तुत किए गए प्रारंभिक प्रस्ताव से समान पारेषण शुल्क पाए जाने की स्थिति में, पात्र बोलीदाताओं के निर्धारण के उद्देश्य से ऐसे सभी बोलीदाताओं को समान रैंक दी जाएगी। ऐसे मामलों में, सभी बोलीदाता जो ऊपर निर्धारित रैंक के 50% तक समान रैंक साझा करते हैं, ई-रिवर्स बोली में भाग लेने के लिए अर्हता प्राप्त करेंगे। यदि 50% रैंक (किसी भी अंश को अगले पूर्णांक में पूर्णांकित किया गया है) में 4 (चार) से कम बोलीदाता हैं और चौथे बोली लगाने वाले की रैंक 1 (एक) से अधिक बोलीदाता द्वारा साझा की जाती है, तो ऐसे सभी बोलीदाता जो चौथे बोलीदाता के रैंक को साझा करने वाले ई-रिवर्स बोली में भाग लेने के लिए अर्हता प्राप्त करेंगे। शुरुआती प्रस्ताव से प्राप्त होने वाला सबसे कम पारेषण प्रभार अगले चरण, अर्थात् ई-रिवर्स बोली प्रक्रिया चरण के लिए उच्चतम कीमत होगी। ई-रिवर्स बोली प्रक्रिया चरण के दौरान, आरएफपी चरण में अर्हता प्राप्त बोलीदाताओं को अपनी बोली मौजूदा न्यूनतम बोली से कम से कम 0.25% कम रखनी होगी, जब तक कि वे रिवर्स नीलामी में जारी रखना चाहते हैं। ई-रिवर्स बोली के संचालन की प्रारंभिक अवधि 2 घंटे होनी चाहिए, जिसे अंतिम प्राप्त बोली के समय से 30 मिनट तक बढ़ाया जाएगा, यदि बोली निर्धारित या विस्तारित बोली के समय के अंतिम 30 मिनट के दौरान प्राप्त होती है। इसके बाद, इसे नवीनतम प्राप्त बोली के समय से 30 मिनट के लिए फिर से बढ़ाया जाएगा।

दृष्टांतः

(i) यदि बोलीदाता 10 हैं, जिनके रैंक L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7, L8, L9, L10 के हैं, तो ऐसे मामले में 50% रैंक अर्थात् 5 हैं, बोलीदाता 5 हैं। तदनुसार, कुल 5 बोलीदाता अर्थात एल1, एल2, एल3, एल4, एल5 रिवर्स नीलामी में भाग लेने के लिए पात्र होंगे।

(ii) यदि बोलीदाता 8 हैं जिनके रैंक L1, L1, L2, L2, L2, L3, L4, L5 हैं, तो ऐसी स्थिति में 50% रैंक (अगले उच्च पूर्णांक तक के लिए) अर्थात् 3 है जिसमें 6 बोलीदाता हैं। तदनुसार, अब कुल 6 बोलीदाता अर्थात एल1, एल1, एल2, एल2, एल2, एल3 रिवर्स नीलामी में भाग लेने के लिए पात्र होंगे।

(iii) यदि बोलीदाता 8 हैं जो L1, L2, L3, L4, L4, L5, L5, L6 के रूप में रैंक रखते हैं, तो ऐसे मामले में 50% रैंक अर्थात् 3 में केवल 3 बोलीदाता हैं और चौथे बोलीदाता द्वारा 2 बोलीदाताओं के बीच रैंक साझा किया जाता है।

तदनुसार, अब कुल 5 बोलीदाता अर्थात एल1, एल2, एल3, एल4, एल4 रिवर्स नीलामी में भाग लेने के लिए पात्र होंगे।

9.4.8. आरएफपी बोली बंधपत्र के साथ-साथ करार कार्य निष्पादन गारंटी को भी निर्दिष्ट करेगा जो बोलीदाताओं को प्रस्तुत करना होगा।

9.4.9. टीएसए में टीएसपी और नोडल एजेंसी (अंतर-राज्यीय परियोजनाओं के मामले में)/टीएसपी और यूटिलिटियों (अंतरा-राज्यीय परियोजनाओं के मामले में) के बीच प्रस्तावित क्षतिपूर्ति व्यवस्था भी प्रदान की जाएगी। यह क्षतिपूर्ति टीएसए की प्रभावी तिथि से टीएसपी और नोडल एजेंसी/यूटिलिटियों दोनों पर लागू होगी।

9.4.10. टीएसए, पारेषण सेवाओं को प्रदान करने में देरी की स्थिति में लागू होने वाले परिसमापन नुकसानों को भी निर्दिष्ट करेगा।

9.4.11. टीएसए, बोलीदाता/टीएसपी द्वारा पूरा किए जाने वाले तकनीकी, प्रचालनात्मक और सुरक्षा मानदंडों को भी निर्दिष्ट करेगा।

9.4.12. टीएसपी को सुसंगत विनियमों के अनुसार उपयुक्त आयोग से पारेषण लाइसेंस प्राप्त करना होगा।

9.5. बीपीसी उन सभी संभावित बोलीदाताओं के साथ बोली-पूर्व सम्मेलन बुला सकता है, जिन्होंने आरएफपी चरण के लिए दस्तावेज मांगे हैं। यदि बोलीदाता कोई परियोजना विशिष्ट विचलन चाहते हैं और बीपीसी को लगता है कि वे विचलन उचित हैं, तो बीपीसी ऐसे विचलन को स्वीकार करने के तर्क के साथ ऐसे विचलन के लिए सहमत हो सकता है। स्पष्टीकरण/ संशोधित-निविदा दस्तावेज उन सभी को दिया जाएगा जिन्होंने विचलनों और स्पष्टीकरणों के बारे में सूचित करते हुए आरएफपी दस्तावेज मांगा था। जहां भी संशोधित बोली दस्तावेज जारी किए जाते हैं, बीपीसी ऐसे दस्तावेज जारी करने के बाद बोलीदाताओं को बोलियां प्रस्तुत करने के लिए न्यूनतम पंद्रह (15) दिनों का समय उपलब्ध कराएगा।

9.6. बोली प्रस्तुत करना और मूल्यांकन

प्रतिस्पर्धा सुनिश्चित करने के लिए, अर्हता प्राप्त/योग्य बोलीदाताओं की न्यूनतम संख्या दो होगी।

9.7. बोली खोलने वाली समिति:

9.7.1. अंतर-राज्यीय पारेषण प्रणालियों के लिए बोलियां केविप्रा के कार्यालय में खोली जाएंगी जिसमें केविप्रा से कम से कम एक सदस्य और बीपीसी का एक सदस्य शामिल होगा। केविप्रा और बीपीसी बोली खुलने के दिन दोनों संगठनों से एक-एक सदस्य की उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए अपने संबंधित संगठन से एक-एक वैकल्पिक सदस्य को भी नामित कर सकते हैं।

9.7.2. अंतरा-राज्यीय पारेषण प्रणाली के लिए, एसटीयू/राज्य सरकार अंतर-राज्यीय पारेषण प्रणाली जैसी संरचना के साथ या जैसा उचित हो, बोलियों को खोलने के लिए एक समिति का गठन करेगी।

9.8. बोली मूल्यांकन समिति:

9.8.1. अंतर-राज्यीय पारेषण प्रणालियों के लिए, केविप्रा बोलियों के मूल्यांकन के लिए एक समिति का गठन करेगा जिसमें केविप्रा के कम से कम एक प्रतिनिधि और संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समितियों के कम से कम दो प्रतिनिधि और एक स्वतंत्र सदस्य होगा। इसके अलावा, यदि परियोजना अंतर-क्षेत्रीय है, तो प्रत्येक संबंधित आरपीसी से कम से कम एक प्रतिनिधि होना चाहिए। स्वतंत्र सदस्य को वित्तीय मामले/बोली मूल्यांकन में विशेषज्ञता प्राप्त होनी चाहिए।

9.8.2. अंतरा-राज्यीय पारेषण प्रणाली के लिए, एसटीयू/राज्य सरकार अंतर-राज्यीय पारेषण प्रणाली जैसी संरचना के साथ, या जो उचित हो, बोलियों के मूल्यांकन के लिए एक समिति का गठन करेगी।

9.9. यह सुनिश्चित करने के लिए तकनीकी बोलियों की जांच की जाएगी कि प्रस्तुत की गई बोलियां सभी तकनीकी मूल्यांकन मानकों पर बोली दस्तावेजों में निर्धारित न्यूनतम पात्रता मानदंडों को पूरा करती हैं। बोली दस्तावेजों में निर्धारित न्यूनतम तकनीकी मानदंडों के सभी घटकों को पूरा करने वाली बोलियों पर ही पारेषण शुल्क बोलियों पर आगे के मूल्यांकन के लिए विचार किया जाएगा।

9.10. ऑनलाइन प्रारंभिक कीमत बोलियां, बोली मूल्यांकन समिति की उपस्थिति में बोली खोलने वाली समिति द्वारा इलेक्ट्रॉनिक रूप से खोली जाएंगी। ई-रिवर्स बोली प्रक्रिया में भाग लेने के लिए सभी अर्हता प्राप्त बोलीदाताओं को केवल न्यूनतम प्रारंभिक प्रस्ताव के बारे में सूचित किया जाएगा। ई-रिवर्स बोली प्रक्रिया के दौरान इलेक्ट्रॉनिक प्लेटफॉर्म पर सभी अर्हता प्राप्त बोलीदाताओं को केवल सबसे न्यूनतम चल रही बोली दिखाई देनी चाहिए।

9.11. पारेषण प्रभार बोली को अस्वीकार कर दिया जाएगा यदि इसमें प्रस्तुत करने में बोली दस्तावेजों से कोई विचलन होता है।

9.12. ई-रिवर्स बोली प्रक्रिया के दौरान उद्धृत वार्षिक पारेषण प्रभारों में से प्राप्त न्यूनतम पारेषण प्रभारों पर अवार्ड हेतु विचार किया जाएगा। यदि ई-रिवर्स बोली चरण के दौरान कोई बोली प्राप्त नहीं होती है तो न्यूनतम प्रारंभिक प्रस्ताव को अंतिम प्रस्ताव माना जाएगा।

10. मध्यस्थता करना

10.1. टीएसए या टैरिफ के संबंध में किसी भी विवाद के मामले में, वह विद्युत अधिनियम, 2003 के उपबंधों के तहत उपयुक्त आयोग के अधिकार क्षेत्र के अधीन होगा।

11. बोली प्रक्रिया के लिए समय सारणी

11.1 एकल चरण बोली प्रक्रिया के लिए सुझाई गई समय-सारणी नीचे दी गई है। खरीदार मौजूदा परिस्थितियों के आधार पर यहां दर्शाई गई विस्तारित समय-सीमा दे सकता है और ऐसे परिवर्तनों को इन दिशानिर्देशों से विचलन नहीं माना जाएगा।

घटनाक्रम	शून्य तारीख से बीता हुआ समय
बीपीसी के लिए राजपत्र अधिसूचना का प्रकाशन	शून्य तारीख
आरएफपी का प्रकाशन	2 दिन
बोली स्पष्टीकरण, सम्मेलन आदि और आरएफपी का संशोधन	40 दिन
तकनीकी और प्रारंभिक प्रस्ताव प्रस्तुत करना	65 दिन
प्रारंभिक प्रस्ताव के खुलने के बाद ई-रिवर्स बोली	75 दिन
बोलीदाताओं की छंटनी और एलओआई जारी करना	ई-रिवर्स बोली प्रक्रिया की समाप्ति के 8 दिन बाद
करार पर हस्ताक्षर	एलओआई जारी होने के 10 दिन बाद

12. संविदा प्रदान करना और निष्कर्ष

12.1. चयन और बीपीसी से आशय पत्र (लेटर ऑफ इंटेंट) (एलओआई) जारी हो जाने के बाद, बोली दस्तावेज में विहित निबंधन एवं शर्तों के अनुसार टीएसपी बनने के लिए चयनित बोलीदाता परियोजना के लिए तैयार किए गए एसपीवी के अधिग्रहण के लिए शेयर खरीद करार को निष्पादित करेगा और टीएसए निष्पादित करेगा। इसके अलावा, अंतरराज्यीय परियोजनाओं के मामले में, टीएसपी आयोग द्वारा पारेषण लाइसेंस प्रदान करने की तारीख से 15 दिन के भीतर, समय-समय पर यथासंशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यीय पारेषण शुल्क और हानियों की हिस्सेदारी) विनियम के तहत आवश्यक करार यदि कोई हो, को भी निष्पादित करेगा।

12.2. टीएसपी, एसपीवी के अधिग्रहण के लिए शेयर खरीद करार के निष्पादन की तारीख से पांच (5) कार्य दिवसों के भीतर उपयुक्त आयोग को पारेषण लाइसेंस प्रदान करने के लिए एक आवेदन करेगा।

12.3. बीपीसी सभी बोलियों के मूल्यांकन के अंतिम परिणाम को सार्वजनिक करेगा।

12.4. बोली मूल्यांकन समिति के प्रमाण पत्र सहित अंतिम टीएसए, अधिनियम की धारा 63 के अनुसार ई-रिवर्स बोली प्रक्रिया के दौरान उद्धृत वार्षिक पारेषण शुल्क से प्राप्त टैरिफ को अपनाने के लिए उपयुक्त आयोग को अग्रेषित किया जाएगा।

13. पारेषण सेवा करार का समापन

13.1. पारेषण सेवा करार में निर्दिष्ट किसी भी घटना के घटित होने पर नोडल एजेंसी द्वारा पारेषण सेवा करार को समाप्त किया जा सकता है।

13.2. पारेषण सेवा करार के समाप्त होने पर, नोडल एजेंसी परियोजना की पुन: बोली लगाने के लिए उपाय कर सकती है।

14. निरसन और व्यावृति

14.1. समय-समय पर यथासंशोधित 13 अप्रैल, 2006 को जारी "पारेषण सेवा के लिए टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी-बोली दिशानिर्देश" एतद्वारा निरस्त किया जाता है।

14.2. बशर्ते, तथापि, इस तारीख से पहले हस्ताक्षरित कोई भी करार या की गई कार्रवाई 2006 के उक्त दिशानिर्देशों के ऐसे निरसन से प्रभावित नहीं होगी और इसके तहत निरस्त दिशानिर्देशों द्वारा शासित होती रहेगी।

मृत्युंजय कुमार नारायण, संयुक्त सचिव

RESOLUTION

New Delhi, the 10th August 2021

Tariff based Competitive-bidding Guidelines for Transmission Service

1. **Preamble**

No. 15/1/2017-Trans.— Promotion of competition in the electricity industry in India is one of the key objectives of the Electricity Act, 2003 (the Act). Development of a transmission system is essential both for encouraging competition and for creating electricity markets. These guidelines are aimed at facilitating competition in this sector through wider participation in providing transmission services and tariff determination through a process of tariff based bidding.

Section 61 & 62 of the Act provide for tariff regulation and determination of tariff of generation, transmission, wheeling and retail sale of electricity by the Appropriate Commission. Section 63 of the Act states that –

"Notwithstanding anything contained in section 62, the Appropriate Commission shall adopt the tariff if such tariff has been determined through transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government."

Tariff based Competitive Bidding Guidelines for Transmission Service and Guidelines for encouraging competition in development of Transmission Projects have been framed under the above provisions of section 63 of the Act. The specific objectives of these guidelines are as follows:

- Promote competitive procurement of transmission services.
- Encourage private investment in transmission system.
- Facilitate transparency and fairness in procurement processes;
- Facilitate reduction of information asymmetries for various bidders;

- Protect consumer interests by facilitating competitive conditions in procurement of transmission services of electricity;
- Enhance standardization and reduce ambiguity and hence time for materialization of projects;
- Ensure compliance with standards, norms and codes for transmission systems while allowing flexibility in operation to the transmission service providers.

2. Scope of the Guidelines

2.1. These guidelines are being issued under the provisions of Section 63of the Electricity Act, 2003 for procurement of transmission services for transmission of electricity.

2.2. The guidelines shall apply for procurement of transmission services for transmission of electricity through tariff based competitive bidding, through the mechanisms described in this notification and to select the bidder who will acquire SPV for a new interstate / intra state transmission system and to build, own, operate and transfer the specified transmission system elements. Standard Bidding Documents for inter-state transmission projects are developed based on Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations; 2020 whereas Standard Bidding Documents for intra-state transmission projects are developed on the basis of the postage stamp method of tariff computation. In case any state adopts the sharing mechanism as specified under Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2020, they may follow the Standard Bidding Documents for inter-state transmission projects with suitable modifications and approval from the Appropriate Government, for award of intra-state transmission projects. For inter-state transmission projects, the project assets along with substation land with rights, right of way and clearances shall compulsorily be transferred to CTU or its successors or an agency as decided by the Central Government after 35 years from COD of project, i.e expiry of contract period, at zero cost and free from any encumbrance and liability. The transfer shall be completed within 90 days of expiry of the contract period failing which CTU shall be entitled to take over the project assets Suo moto. The CEA and the CTU (both being the planning agencies) in the thirty second year (32th) of COD of project will examine the need of upgradation of the system or renovation and modernization of the existing system depending on technological options and system studies at that time. The project may then be awarded to successor bidder selected through a competitive bidding process for renovation and modernization, if required, and operation and maintenance after 35 years from COD of the project. In case, any cost is incurred by CTU towards examining the need of upgradation or renovation and modernization of the existing system and transfer of assets, the same shall be recovered from successor selected bidder.

2.3. For intra-state transmission projects, the project assets along with substation land with rights, right of way and clearances shall compulsorily be transferred to an agency as decided by the State Government after expiry of contract period of project, at zero cost and free from any encumbrance and liability. The contract period for the intra state transmission projects may be 35 years or any period as fixed by the LTTCs or BPC as per the relevant regulations of the Appropriate Commission. The State Transmission Utility (STU)(being the planning agency), in the year which is three (3) years prior to the expiry of the project, will examine the need of upgradation of the system or renovation and modernization of the existing system depending on technological options and system studies at that time. The project may then be awarded to successor bidder selected through a competitive bidding process for renovation and modernization, if required, and operation and maintenance after contract period of the project. In case, any cost is incurred by STU towards examining the need of upgradation or renovation and modernization of the existing system and transfer of assets, the same may be recovered from successor selected bidder.

2.4. Providing transmission services would include all activities related to survey, detailed project report formulation, arranging finance, project management, obtaining transmission license, obtaining right of way, forest clearance, environment clearance, statutory and other necessary clearances, site identification, land acquisition and payment of compensation, design, engineering, quality control, procurement of equipment, material, construction, erection, testing and

commissioning, maintenance and operation of transmission lines and/or substations and/or switching stations and/or HVDC links including terminal stations and HVDC transmission line. It will be in such a manner that the required transmission services as specified in the bid document are provided from execution of the project up to completion and commissioning and its subsequent maintenance and operation so that the facilities are available as per the target for recovery of full transmission charges as quoted by the selected bidder during the e-reverse bidding and adopted by the Appropriate Commission. For availability of transmission system below the target, subject to para 2.5 below, transmission tariff payable to the TSP will be in accordance with the provisions of Transmission Service Agreement (TSA).

2.5. If the availability of the transmission system is below the norms prescribed in the Transmission Service Agreement (TSA), for six consecutive months, the Nodal Agency may terminate the TSA. If the procurer of transmission service or Nodal Agency is of the opinion that the transmission system is of critical importance, it may carry out or cause to carry the operation and maintenance of transmission system at the risk and cost of TSP as a time gap arrangement and approach the Appropriate Commission for suitable action as per the procedure laid down under the Electricity Act 2003.

3. Bid Process Coordinator (BPC)

3.1. A Bid Process Coordinator, herein after referred to as BPC, would be responsible for conducting the bid process for procurement of required transmission services for each inter-state transmission project to be implemented under tariff-based competitive bidding in accordance with these guidelines.

3.2. For procurement of transmission services, required for any inter-state Transmission Project, the Central Government shall notify the CTU or any Central Government Organization/ Central Public Sector Undertaking or its wholly owned subsidiary (Special Purpose Vehicle) to be the BPC. It will be open for Ministry of Power to review the nomination of BPC at any time.

3.3. For procurement of transmission services required for intra-state transmission, the appropriate State Government may notify the STU or any Organization/State Public Sector Undertaking as the Bid Process Coordinator or may engage the services of the BPC notified by the Central Government.

3.4. For conducting the bid process for procurement of required transmission services for each transmission project, BPC shall charge a professional fee @ 1% of the estimated cost of the project subject to minimum of Rs. 5 Crore and a maximum of Rs. 15 Crore for each project.

3.5. Also, all the expenditure incurred by the BPC in the process of selection of the developer in accordance with the provisions of these guidelines shall be recovered from the developer who is finally identified and assigned the task of developing that project. The amount to be recovered shall be indicated in the RFP document so that bidders can take that amount into consideration in the tariff to be quoted by them. Further, there should not be a variation of more than 5% in the amount indicated in the RFP document and amount to be finally paid at the end of bidding process by selected bidder. Also, in case the bidding process for a transmission scheme is cancelled/ de-notified, the expenditure incurred by BPC on that scheme may be recovered when the scheme is re-bid. In case the scheme is no longer required or given on regulated tariff mechanism, the expenditure incurred by BPC on that scheme may be allocated to upcoming schemes with the permission of Ministry of Power.

4. Preparation for inviting bids

4.1. The BPC shall prepare the bid documents in accordance with these guidelines and obtain approval of the Appropriate Government. Alternatively, the BPC can use the Standard Bidding Documents notified by Ministry of Power. Any material deviation from the Standard Bidding Documents shall be made only with the prior approval of the Appropriate Government. A Bid Document will be said to have material deviation from Standard Bidding Documents, if it proposes

to procure transmission service with substantial difference in one or more of the following aspects as compared to Standard Bid Documents:

i. Scope, quality, or performance standards of the transmission service;

ii. Rights, roles and obligations of the TSP and Nodal Agency

iii. Qualification Requirement

iv. Values of Bid Bond, Contract Performance Guarantee & Liquidated Damages

4.2. Intimation shall be sent by the BPC to the Appropriate Commission about initiation of the bidding process.

4.3. The bid documents shall also include Project Profile and survey report. The Project Profile (PP) must contain relevant data regarding the line i.e. voltage level, line configuration i.e S/C or D/C, functional specifications of conductor etc. and functional specifications of the substations or converter stations (in case of HVDC line).The survey report shall have one suggested route with approximate route length, type of terrain, max. altitude, snow zones, Wind zones, forest / wildlife infringement, infringement of endangered species habitat, vicinity to civil and defence Airports, major river/sea crossings & coal/ mineral mine areas likely to be encountered and location of substations or converter stations.

4.4. For location specific substations, switching stations or HVDC terminal or inverter stations the BPC should initiate the process of acquisition of land. The BPC will also initiate the process of seeking forest clearance, if required.

5. Transmission Service Provider (TSP)

5.1. The Special Purpose Vehicle (SPV) incorporated by BPC shall be designated as the Transmission Service Provider (TSP), hereinafter referred to as the TSP, after submitting a contract performance guarantee and acquiring the SPV by the successful bidder. The TSP shall seek transmission license from the Appropriate Commission.

5.2. The TSP would take-up execution of the Transmission Project so as to complete commissioning and operationalization of the transmission system as per the specified schedule in the TSA.

6. Recovery of Transmission Charges

6.1. Total charges for the transmission system provided by the TSP(s) selected through the e-reverse bidding process as per these guidelines, payable to the TSP, shall be determined as specified in paras 7.1, 7.2, 7.3, 7.4 and 7.5 of these guidelines.

6.2. Recovery of transmission charges from the DICs/LTTCs such as State supply utilities, distribution companies, generation companies, traders, bulk consumers, etc., shall be done as provided in these guidelines and relevant regulations of the Appropriate Commission as notified from time to time.

7. Transmission Charge Structure

7.1. **For procurement of transmission services under these guidelines**: Transmission charges shall be paid and settled for each payment period as per regulations of the Appropriate Commission. Annual transmission charges for the first year, which shall remain fixed for the period of 35 years from COD of project, shall form the basis for bidding and evaluation.

7.2. The BPC shall specify scheduled month of commercial operation for the transmission system required for the transmission service.

7.3. The monthly tariff payable shall be annual tariff multiplied by no. of days in that month and divided by no. of days in the year.

7.4. Tariff shall be designated in Indian Rupees only. Foreign exchange risks, if any, shall be borne by the TSP.

7.5. The bidder with the lowest annual transmission charges discovered after the e-reverse bidding procedure will be considered for the award. The Evaluation Committee shall have the right to reject all price bids if the rates quoted are not aligned to the prevailing prices.

8. Payment Security Mechanism

8.1. The payment security for inter state transmission projects shall be as per Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations as amended from time to time and shall be made available to the CTU by the DICs.

8.2. For intra State projects, payment security shall be made available to the TSP by the user of transmission services being provided by the TSP. The payment security may include:

i. Irrevocable revolving Letter of Credit (LC)

ii. other measures, including regulation of power of the defaulting user(s) of the transmission services.

9. Bidding Process

9.1. For the procurement of transmission services under these guidelines, BPC shall adopt a single stage two envelope tender process featuring Request for Proposal (RFP). The bid documents shall be prepared in accordance with para 4.1of these guidelines. The entire bidding process shall be conducted online through electronic medium under e-reverse bidding framework.

9.2. RFP notice should be published in at least two national newspapers, website of the BPC and preferably in trade magazines also, so as to accord it wide publicity. The bidding shall necessarily be by way of International Competitive Bidding (ICB). For the purpose of issue of RFP, minimum conditions to be met by the bidder shall be specified in the RFP.

9.3. BPC shall provide only written interpretation of the tender document to any bidder / participant, asking for the same, and the same shall be made available to all other bidders. All parties shall rely solely on written communication and acceptances from the BPC.

9.4. Standard documentation to be provided in the RFP shall include,

9.4.1. Definition of requirements, including:

- Brief description of the Project;
- Commissioning milestones to be achieved by the bidders;
- Qualification requirements to be met by bidders including, minimumnet-worth, etc with necessary proof of thesame, as outlined in the bid documents;

9.4.2. Specified target dates/months for commissioning and commercial operations. Construction time shall be as recommended by National Committee on Transmission depending on terrain, complexity of the project and line length etc., subject to a minimum of 18 months.

9.4.3. Standard Transmission Service Agreement (TSA). The TSP on the date of acquisition of SPV from the BPC will enter into a Transmission Service Agreement (TSA) with the Nodal Agency (in case of inter state projects) / the concerned utilities (in case of intra State projects).

In terms of Section 38(2) of the Electricity Act, for inter state transmission projects, CTU shall act as Nodal Agency to execute the Transmission Service Agreement and any other agreement(s), if required, under Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations as amended from time to time for providing the inter State transmission services, including sharing of transmission charges and losses amongst the DICs, collecting the transmission charges from the DICs and disbursing it to the respective Transmission Service Providers, as per the regulations framed by the Central Commission in this regard from time to time.

The Nodal Agency shall be entitled to recover its expenses from the DICs towards fulfilment of its roles and any other claims and/ or liability(ies) including that for termination payment,

indemnification under TSA. A suitable regulation shall be framed for recovery of such expenses of Nodal Agency.

Any payment or damages received by the Nodal Agency from the TSP, after deducting compensation payable as per CERC Sharing Regulations, for delay in achieving commissioning of Project shall be utilised to adjust the transmission charges to be paid by DICs as per the CERC Sharing Regulations. Further, all Designated Inter-State Customers (DICs) shall undertake following responsibilities to facilitate CTU in discharging its responsibilities:

a) to coordinate the availability of the interconnection facilities to enable the TSP to connect the project; and

b) for providing all assistance to the Nodal Agency as they may require for the performance of their duties and responsibilities."

9.4.4. **Agreement(s) under Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations as amended from time to time.** In case of inter state projects, the TSP shall enter into agreement(s) required, if any, under Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations as amended from time to time within fifteen (15) days from the date of grant of Transmission License from the Commission.

9.4.5. Required Period of validity of offer of bidder;

9.4.6. **The TSA proposed to be entered with the SPV**. The TSA proposed at the RFP stage may be amended based on the project specific inputs received from bidders during the pre bid conference and it will be made available to all RFP bidders. No further amendments shall be carried out in the TSA;

9.4.7. **Bid evaluation methodology to be adopted by the BPC**. The initial price offer submitted online with the RFP shall be evaluated based on annual transmission charges for all components covered under the package as quoted by the bidder. The transmission charges of initial offer shall be ranked on the basis of ascending order for determination of the qualified bidders. Bidders in the first 50% of the ranking (with any fraction rounded off to higher integer) in RFP stage or 4 (four) bidders, whichever is more shall qualify to participate in the e-reverse bidding. In case the number of responsive bidders in RFP stage is between 2 (two) to 4 (four), all will qualify to participate in the e-reverse bidding. In case only one Bidder remains after the responsiveness check, the initial offer of such Bidder shall not be opened and the matter shall be referred to the Government. In the event of identical transmission charges discovered from the initial offer having been submitted by one or more bidders, all such bidders shall be assigned the same rank for the purpose of determination of qualified bidders. In such cases, all the bidders who share the same rank till 50% of the ranks determined above, shall qualify to participate in the e-reverse bidding. In case, 50% of the ranks (with any fraction rounded off to higher integer) is having less than 4 (four) bidders and the rank of the fourth bidder is shared by more than 1 (one) bidder, then all such bidders who share the rank of the fourth bidder shall qualify to participate in the e-reverse bidding. The lowest transmission charges discovered from the initial offers will be the ceiling price for the next round i.e e-reverse bidding stage. During the e-reverse bidding stage, the qualified bidders in the RFP stage would be required to place their bids at least 0.25% lower than the prevailing lowest bid, as long as they wish to continue in the reverse auction. The initial period for conducting the e-reverse bidding should be 2 hours which will be extended by 30 minutes from the last received bid time, if the bid is received during the last 30 minutes of the scheduled or extended bid time. Subsequently, it will be extended again by 30 minutes from the latest received bid time.

Illustration

(i) *If there are 10 bidders who are holding ranks as L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7, L8, L9, L10 in such a case the 50% of the ranks i.e. 5 is having 5 bidders. Accordingly, total 5 bidders i.e L1, L2, L3, L4, L5 will be qualified to participate in reverse auction.*

(ii) *If there are 8 bidders who are holding ranks as L1, L1, L2, L2, L2, L3, L4, L5, in such a case the 50% of the ranks (rounded of to next higher integer) i.e. 3 is having 6 bidders. Accordingly, now total 6 bidders i.e. L1, L1, L2, L2, L2, L3 will be qualified to participate in reverse auction.*

(iii) *If there are 8 bidders who are holding ranks as L1, L2, L3, L4, L4, L5, L5, L6, in such a case the 50% of the ranks i.e. 3 is having only 3 bidders and the rank of the fourth bidder is shared between 2 bidders. Accordingly, now total 5 bidders i.e. L1, L2, L3, L4, L4 will be qualified to participate in reverse auction.*

9.4.8. The RFP will also specify the bid bond as well as the Contract Performance Guarantee that the bidders will have to furnish.

9.4.9. The proposed indemnification arrangement between the TSP and the Nodal Agency (in case of inter state projects) / the TSP and the utilities (in case of intra state projects) will also be provided in the TSA. This indemnification will be applicable to both the TSP and the Nodal Agency/utilities from the effective date of the TSA.

9.4.10. The TSA shall also specify the liquidated damages that shall apply in event of delay in start of providing the transmission services.

9.4.11. The TSA shall also specify the technical, operational and safety criteria to be met by bidder/TSP.

9.4.12. The TSP will have to obtain Transmission License from Appropriate Commission in accordance with relevant regulations.

9.5. BPC may call a pre bid conference with all prospective bidders, who have sought documents for RFP stage. In case the bidders seek any project specific deviations and BPC finds that those deviations are reasonable, the BPC may agree to such deviations, with reasoning for acceptance of such deviations. The clarification/revised-bidding document shall be given to all who had sought the RFP document informing about the deviations and clarifications. Wherever revised bidding documents are issued, the BPC shall provide bidders at least fifteen (15) days after issue of such documents for submission of bids.

9.6. Bid submission and evaluation

To ensure competitiveness, the minimum number of qualified bidders will be two.

9.7. **Bid opening committee:**

9.7.1. For inter state transmission systems, the bids shall be opened in the office of CEA by a committee comprising of at least one member from CEA and one member from BPC.CEA and BPC can also nominate alternate member from their respective organization so as to ensure availability of one member each from both the organizations on the day of bid opening.

9.7.2. For intra state transmission systems**,** the STU/ State Government shall constitute a committee for opening of bids with similar composition as for inter state transmission systems or as deemed fit.

9.8. **Bid evaluation committee:**

9.8.1. For inter state transmission systems, CEA shall constitute a committee for evaluation of the bids with at least one representative from CEA and not less than two representatives from the concerned Regional Power Committees and one independent member. Further, in case project is inter-regional, there shall be at least one representative from every concerned RPC. The independent member shall have expertise in financial matter/bid evaluation.

9.8.2. For intra state transmission systems**,** the STU/ State Government shall constitute a committee for evaluation of the bids with similar composition as for inter state transmission systems or as deemed fit.

9.9. The technical bids shall be examined to ensure that the bids submitted meet minimum eligibility criteria set out in the bid documents on all technical evaluation parameters. Only the bids that meet all elements of the minimum technical criteria set out in the bid documents shall be considered for further evaluation on the transmission charges bids.

9.10. The online initial price bids shall be electronically opened by the bid opening committee in presence of the bid evaluation committee. Only the lowest initial offer (s) shall be communicated to all the Qualified Bidders to participate in the e-reverse bidding process. During the e-reverse bidding process only the lowest prevailing bid should be visible to all the qualified bidders on the electronic platform.

9.11. The transmission charge bid shall be rejected if it contains any deviation from the bid documents for submission of the same.

9.12. The lowest transmission charges discovered from the quoted annual transmission charges during the e-reverse bidding process will be considered for the award. In case, no bid is received during the e-reverse bidding stage then the lowest initial offer shall be deemed to be the final offer.

10. Arbitration

10.1. In case of any dispute regarding TSA or tariff, the same will be subject to jurisdiction of the Appropriate Commission under the provisions of the Electricity Act, 2003.

11. Time Table for Bid Process

11.1 A suggested time-table for the Single stage bid process is indicated below. The procurer may give extended time-frame indicated herein based on the prevailing circumstances and such alterations shall not be construed to be deviation from these guidelines.

Event	Elapsed Time from zero date
Publication of Gazette Notification for BPCs	Zero Date
Publication of RFP	2 days
Bid clarification, conferences etc. & revision of RFP	40 days
Technical and initial offer submission	65 days
e-reverse bidding after opening of the initial offer	75 days
Short-listing of bidder and issue of LOI	8 days post close of e-reverse bidding process
Signing of Agreements	10 days post issuance of LOI

12. Contract award and conclusion

12.1. After selection and issue of the Letter of Intent (LOI) from the BPC, the selected bidder shall execute the share purchase agreement to acquire the SPV created for the Project to become TSP in accordance with the terms and conditions as finalized in the bid document and execute the TSA. In addition, in case of interstate projects, the TSP shall also execute the agreement(s) required, if any, under Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations as amended from time to time within fifteen (15) days from the date of grant of Transmission License from the Commission.

12.2. The TSP shall make an application for grant of transmission license to the Appropriate Commission within five (5) working days from the date of execution of share purchase agreement for acquisition of SPV.

12.3. The BPC shall make the final result of evaluation of all bids public.

12.4. The final TSA, along with the certification by the bid evaluation committee, shall be forwarded to the Appropriate Commission, for adoption of tariff discovered from the quoted annual transmission charges during the e-reverse bidding process in terms of Section 63 of the Act.

13. Termination of Transmission Service Agreement

13.1. The Transmission Service Agreement may be terminated by Nodal Agency upon occurrence of any event, as detailed in Transmission Service Agreement.

13.2. Upon termination of Transmission Service Agreement, the Nodal Agency may take steps to bid out the Project again.

14. Repeal and Saving

14.1. The "Tariff based Competitive-bidding Guidelines for Transmission Service" issued on 13th April, 2006 as amended from time to time, are hereby repealed.

14.2. Provided, however, that any agreement signed or action taken prior to the date hereof shall not be affected by such repeal of the said Guidelines of 2006 and shall continue to be governed by the Guidelines repealed hereunder.

MRITUNJAY KUMAR NARAYAN, Jt. Secy.

Uploaded by Dte. of Printing at Government of India Press, Ring Road, Mayapuri, New Delhi-110064
and Published by the Controller of Publications, Delhi-110054.
ALOK KUMAR Digitally signed by ALOK KUMAR Date: 2021.08.10 23:00:09 +05'30'