



भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग I—खण्ड 1

PART I—Section 1

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 325]

नई दिल्ली, सोमवार, दिसम्बर 11, 2017/अग्रहायण 20, 1939

No. 325]

NEW DELHI, MONDAY, DECEMBER 11, 2017/AGRAHAYANA 20, 1939

विद्युत मंत्रालय

संकल्प

नई दिल्ली, 8 दिसम्बर, 2017

**ग्रिड संबद्ध पवन विद्युत परियोजनाओं से
टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया के माध्यम
से विद्युत की खरीद हेतु दिशानिर्देश**

सं. 23/54/2017-आर एण्ड आर.— 1. पृष्ठभूमि

- 1.1 देश में पवन विद्युत की संस्थापना 90 के दशक के आरंभ में शुरू हुई और केन्द्रीय और राज्य स्तरों पर अनुकूल नीतिगत माहौल उपलब्ध कराए जाने के फलस्वरूप इस क्षेत्र ने अन्य अक्षय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के बीच सर्वाधिक वृद्धि हासिल की है। देश में पवन विद्युत की वर्तमान संस्थापित क्षमता 32.7 गीगावाट से अधिक है जो कुल संस्थापित क्षमता का लगभग 9 प्रतिशत है। विश्व स्तर पर भारत, पवन विद्युत की संस्थापित क्षमता की दृष्टि से चीन, संयुक्त राज्य अमेरिका और जर्मनी के बाद चौथे स्थान पर है।
- 1.2 भारत सरकार ने वर्ष 2022 तक अक्षय ऊर्जा स्रोतों से 175 गीगावाट विद्युत क्षमता प्राप्त करने का महत्वाकांक्षी लक्ष्य निर्धारित किया है और इस लक्ष्य में से 60 गीगावाट पवन विद्युत से प्राप्त किया जाना है।
- 1.3 राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान (नीवे) द्वारा देश में भूमि तल से 100 मीटर ऊपर 302 गीगावाट से अधिक की पवन विद्युत संभाव्यता आकलित की है। इसमें से अधिकांश संभाव्यता 7 पवन ऊर्जा बहुल राज्यों, नामतः आन्ध्र प्रदेश, गुजरात, कर्नाटक, मध्य प्रदेश, महाराष्ट्र, राजस्थान और तमिलनाडु में विद्यमान है।
- 1.4 पहले पवन विद्युत की खरीद वितरण यूटीलिटीज द्वारा संबंधित राज्य विद्युत विनियामक आयोग (एसईआरसी) द्वारा निर्धारित फीड-इन-टैरिफ (एफआईटी) पर की जाती थी। केन्द्र और राज्य सरकार द्वारा उपलब्ध कराए गए विभिन्न

प्रोत्साहनों के साथ-साथ एफआईटी के लाभ के फलस्वरूप वर्ष 2002 से पवन ऊर्जा क्षेत्र के विकास में कई गुणा वृद्धि संभव हुई है। देश में लगभग 10 गीगावाट की वार्षिक क्षमता के साथ एक सशक्त विनिर्माण आधार भी मौजूद है।

- 1.5 विद्युत अधिनियम, 2003 के प्रमुख उद्देश्यों में से एक, विद्युत क्षेत्र में प्रतिस्पर्धा को प्रोत्साहित करना है। अधिनियम की धारा 63 में समुचित आयोग द्वारा शुल्क दर को अपनाए जाने का प्रावधान है, यदि उक्त शुल्क दर का निर्धारण केन्द्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुसार बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से किया जाता है। राष्ट्रीय विद्युत नीति, 2005 में लागत में कमी लाने के लिए अक्षय ऊर्जा क्षेत्र में प्रतिस्पर्धा का प्रावधान है। 28 जनवरी, 2016 को अधिसूचित राष्ट्रीय शुल्क दर नीति में शुल्क दर में कमी लाने के लिए प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से अक्षय विद्युत की खरीद को बढ़ावा देने का प्रावधान है।
- 1.6 ये सभी दिशानिर्देश, अधिनियम की धारा 63 के अंतर्गत बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से पवन विद्युत की खरीद हेतु तैयार किए गए हैं।

2. दिशानिर्देशों के उद्देश्य

- 2.1 इन दिशानिर्देशों का उद्देश्य प्रक्रिया के मानकीकरण और विभिन्न हितधारकों की भूमिकाओं और दायित्वों को परिभाषित करने सहित बोली की एक पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से पवन विद्युत की खरीद हेतु एक ढांचा उपलब्ध कराना है। इन दिशानिर्देशों का उद्देश्य वितरण लाइसेंसियों को एक लागत प्रभावी प्रणाली में किफायती दरों पर पवन विद्युत की खरीद करने में समर्थ बनाना है।

3. दिशानिर्देशों की प्रयोज्यता

- 3.1 ये दिशा-निर्देश विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के प्रावधानों के अन्तर्गत 'खरीददारों' द्वारा प्रतिस्पर्धात्मक बोली के जरिए ग्रिड संबद्ध पवन विद्युत परियोजनाओं (डब्ल्यूपीपी) से विद्युत की दीर्घावधि खरीद के लिए जारी किए जा रहे हैं, जिसमें शामिल हैं (क) एक परियोजना स्थल पर 5 मेगावाट और उससे अधिक के व्यक्तिगत आकार की अन्तःराज्यीय परियोजनाओं के लिए 25 मेगावाट न्यूनतम बोली क्षमता सहित और (ख) एक परियोजना स्थल पर 50 मेगावाट और उससे अधिक व्यक्तिगत आकार की अन्तःराज्यीय परियोजनाओं के लिए 50 मेगावाट की न्यूनतम बोली क्षमता सहित।

स्पष्टीकरण:

- क) खरीदार (रों):** खरीदार (रों) शब्द का अर्थ संदर्भ के अनुसार, वितरण लाइसेंसी (यों) या उनके अधिकृत प्रतिनिधि या कोई मध्यस्थ खरीदार है।
- ख) खरीदार (रों) के प्राधिकृत प्रतिनिधि:** वैसे मामलों जिनमें वितरण लाइसेंस धारक किसी एजेंसी को अपनी ओर से निविदाकरण/बोली प्रक्रिया संचालित करने के लिए प्राधिकृत करता है, तो वह एजेंसी इन दिशानिर्देशों के अनुसार बोली प्रक्रिया के चरण के दौरान 'खरीदार (रों)' पर लगाए गए सभी दायित्वों को पूरा करने के लिए जिम्मेदार होगी।
- ग) मध्यस्थ खरीददार:**
- (i) कुछ मामलों में विभिन्न उत्पादकों से खरीदी गई पवन विद्युत और उसे वितरण लाइसेंसी (यों) को बेचने अथवा क्रेडिट प्रोफाइल बढ़ाने के लिए वितरण लाइसेंसी (यों) और पवन विद्युत उत्पादक (कों) (डब्ल्यूपीजी) के बीच एक मध्यस्थ की आवश्यकता हो सकती है। ऐसे मामलों में 'मध्यस्थ खरीदार' वस्तुतः व्यापारी होगा, इन दिशानिर्देशों के प्रावधानों के अनुसार बोली लगाएगा और डब्ल्यूपीजी (यों) से विद्युत खरीदेगा और उसे एक या अधिक वितरण लाइसेंसियों को बेचेगा।
- (ii) मध्यस्थ खरीदार डब्ल्यूपीजी के साथ विद्युत खरीद समझौता (पीपीए) पर हस्ताक्षर करेगा और साथ ही वितरण लाइसेंसी के साथ भी विद्युत विक्री समझौता (पीएसए) पर हस्ताक्षर करेगा। पीएसए में पीपीए के संबद्ध प्रावधान भी शामिल होंगे। मध्यस्थ, समुचित आयोग द्वारा अधिसूचित (अथवा ऐसी अधिसूचना के अभाव में मध्यस्थ खरीदार और वितरण लाइसेंसी (यों) द्वारा आपसी सहमति से तय की गई दर से व्यापारिक लाभ लेगा।

(iii) मध्यस्थ खरीदार जहां तक पवन विद्युत की खरीद के लिए इन दिशानिर्देशों का अनुपालन करेगा उस सीमा तक यह समझा जाएगा कि पवन विद्युत की खरीद के लिए वितरण लाइसेंसी (यों) द्वारा इन नियमों का अनुपालन किया जा रहा है।

3.2 जब तक कि इन दिशानिर्देशों में स्पष्ट रूप से विनिर्दिष्ट न हो, इन दिशानिर्देशों के प्रावधान खरीदार, प्राधिकृत प्रतिनिधि और मध्यस्थ खरीदार पर लागू होंगे। इन दिशानिर्देशों से किसी प्रस्तावित विचलन के मामले में अपनायी जाने वाली प्रक्रिया इन दिशानिर्देशों के खण्ड-22 में निर्दिष्ट की गई है।

4. समुचित आयोग

4.1 विद्युत अधिनियम, 2003 के प्रावधानों के अधीन समुचित आयोग निम्नानुसार होंगे:-

- क) किसी राज्य के वितरण लाइसेंसी (यों) को विद्युत की आपूर्ति करने वाली पवन विद्युत परियोजनाओं के मामले में इन बोली संबंधी दिशानिर्देशों के प्रयोजन के लिए समुचित आयोग उस संबंधित राज्य, जहां वितरण लाइसेंसी (यों) स्थित है, का राज्य विद्युत विनियामक आयोग होगा।
- ख) एक राज्य से अधिक राज्यों के वितरण लाइसेंसी (यों) को विद्युत की आपूर्ति करने वाली पवन विद्युत परियोजनाओं के मामले में इन बोली दिशानिर्देशों के प्रयोजन के लिए समुचित आयोग, केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग होगा।
- ग) केन्द्र सरकार के स्वामित्व अथवा नियंत्रणाधीन उत्पादन कंपनियों से पवन विद्युत की विक्री से संबंधित मामलों के लिए समुचित आयोग केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग होगा।

5. बोली आमंत्रित करने की तैयारी और परियोजना की तैयारी

खरीदार निम्नलिखित शर्तें पूरी करेगा:-

5.1 बोली दस्तावेज तैयार करना:

- क) इन दिशानिर्देशों और केन्द्र सरकार द्वारा अधिसूचित मानक बोली दस्तावेज (एसबीडी'ज) के अनुसार बोली दस्तावेज (जिनमें मॉडल रिक्वेस्ट फॉर सिलेक्शन (आरएफएस) दस्तावेज, मॉडल पीपीए और मॉडल पीएसए शामिल होगा) नीचे खंड (ग) में निर्दिष्ट के सिवाए तैयार करेगा।
- ख) समुचित आयोग को बोली प्रक्रिया आमंत्रित किए जाने के बारे में सूचना देना।
- ग) इन दिशानिर्देशों के खण्ड 22 में वर्णित प्रक्रिया के अनुसार, इन दिशानिर्देशों तथा/अथवा एसबीडी से मसौदा आरएफएस, मसौदा पीपीए, मसौदा पीएसए (यदि लागू हो) में विचलन, यदि कोई हो, के लिए समुचित आयोग से उसका अनुमोदन लेगा।
 - i) परंतु, केन्द्र सरकार मानक बोली दस्तावेज (एसबीडी'ज) अधिसूचित किए जाने के समय तक, स्पष्टता के प्रयोजन के लिए, यदि खरीदार आरएफएस मसौदा, पीपीए मसौदा, पीएसए मसौदा और अन्य परियोजना प्रबंधों की तैयारी करते समय ऐसे व्यापक प्रावधान करता है, जो दिशानिर्देशों के अनुकूल हों, तो ऐसी व्यवस्थाओं को इन दिशानिर्देशों का विचलन नहीं समझा जाएगा, भले ही ऐसे ब्यौरे इन दिशानिर्देशों में प्रदान न किए गए हों।
 - ii) इसके अतिरिक्त, जारी बोली प्रक्रिया के मामले में, यदि इन दिशानिर्देशों और या एसबीडी'ज की अधिसूचना से पहले ही बोलीदाताओं ने बोलियाँ जमा करा दी हों, तो इन दिशानिर्देशों और या एसबीडी'ज और प्रस्तावित आरएफएस, पीपीए, पीएसए (यदि लागू हो) में कोई विचलन होने की स्थिति में, आरएफएस, पीपीए और पीएसए के प्रस्ताव लागू होंगे।

5.2 अनापत्तियों सहित स्थल संबंधी परियोजना के आरंभिक कार्यकलाप

विद्युत की आपूर्ति का समय पर आरंभ सुनिश्चित करने के उद्देश्य से, बोलीदाता को नीचे किए गए उल्लेखित मामलों के संबंध में बोली दस्तावेजों में निर्दिष्ट समय-सीमा के अनुसार दस्तावेज प्रस्तुत करने होंगे:

- क) भूमि अधिग्रहण : बोली जमा कराए जाने के समय 100 प्रतिशत (शत प्रतिशत) भूमि की पहचान और पीपीए के कार्यान्वयन के 7 (सात) महीने के भीतर, डब्ल्यूपीजी अथवा इसके सहबद्ध¹ के नाम से वांछित भूमि के 100 प्रतिशत (शत प्रतिशत) अधिग्रहण/उपयोग का अधिकार स्थापित करने संबंधी दस्तावेज/लीज समझौते को प्रस्तुत करना। यदि भूमि सहबद्ध व्यक्ति के नाम है तो भूमि को निर्धारित कमीशनिंग की तिथि (एससीडी) से पहले डब्ल्यूपीजी के नाम हस्तांतरित करना होगा। जहां कहीं भी निजी भूमि को पट्टे पर लेना शामिल है तो पट्टे (लीज) द्वारा डब्ल्यूपीजी के विफल रहने की स्थिति में ऋणदाताओं अथवा खरीदार को भूमि हस्तांतरित करने की अनुमति देनी होगी।
- ख) परियोजना के लिए अनापत्ति प्रमाण पत्र (एनओसी)/पर्यावरण संबंधी अनापत्ति (यदि लागू हो)।
- ग) परियोजना के लिए भूमि हेतु वन संबंधी अनापत्ति (यदि लागू हो)।
- घ) राज्य पारेषण यूटीलिटी (एसटीयू)/केन्द्रीय पारेषण यूटीलिटी (सीटीयू), जो लागू हो, की ओर से एसटीयू/सीटीयू उप केन्द्र से संयंत्र के जुड़ाव की तकनीकी व्यवहार्यता की पुष्टि करते हुए पत्र।
- ङ) कोई अन्य अनापत्तियाँ (यदि कोई हों) जो कानूनी रूप से आवश्यक हों।

6. बोली संरचना

6.1 बोली का आकार: बोलियाँ मेगावाट में प्राप्त की जाने वाली कुल पवन विद्युत क्षमता की दृष्टि से तैयार की जाएंगी। इन्ट्रा-स्टेट परियोजनाओं के लिए किसी बोलीदाता को किसी एक स्थल पर कम से कम 5 मेगावाट की परियोजना के साथ न्यूनतम 25 मेगावाट के लिए बोली की अनुमति होगी और इन्टर-स्टेट परियोजनाओं के लिए बोलीदाता को किसी एक स्थान पर न्यूनतम 50 मेगावाट की पवन विद्युत परियोजना के लिए बोली लगाने की अनुमति होगी। खरीदार किसी एकल बोलीदाता जिसमें इसके सहबद्ध व्यक्ति भी शामिल हैं, को आवंटित की जाने वाली अधिकतम क्षमता को विनिर्धारित करना भी चुन सकता है। किसी एक बोलीदाता अथवा कंपनी अथवा कंपनियों के समूह के लिए अधिकतम क्षमता का निर्धारण खरीदार द्वारा विभिन्न किफायतों, भूमि की उपलब्धता, अपेक्षित प्रतिस्पर्धा और बाजार के विकास की आवश्यकता को ध्यान में रखते हुए किया जा सकता है।

6.2 बोली संबंधी मानदंड: पवन विद्युत की खरीद हेतु बोलीदाता द्वारा उद्धृत प्रशुल्क बोली संबंधी मानदंड होगा। खरीदार एक बैंचमार्क प्रशुल्क विनिर्धारित कर सकता है और उस मामले में बोलीदाता बैंचमार्क से अधिक लागत का प्रशुल्क उद्धृत नहीं कर सकता है। खरीदार निम्नलिखित में से किसी एक प्रशुल्क आधारित बोली प्रक्रिया का चयन कर सकता है: (क) 25 वर्षों अथवा उससे अधिक समय के लिए रु./किलोवाट घंटे में निर्धारित प्रशुल्क अथवा (ख) बढ़ता हुआ प्रशुल्क जिसमें रु./किलोवाट घंटे में निर्धारित वार्षिक वृद्धि की पूर्व निर्धारित मात्रा तथा वर्षों की संख्या जिनसे ऐसे निर्धारित संवृद्धि होगी। खरीदार बोलीदाताओं के अंतिम चयन के लिए ई-रिवर्स नीलामी का विकल्प भी चुन सकता है, ऐसे मामले में बोलियों को आमंत्रित करने और बोली दस्तावेज में इसे विशेष रूप से उल्लेखित किया जाएगा। खरीदार आरएफएस में पवन विद्युत उत्पादकों को उपलब्ध वर्तमान प्रोत्साहनों की जानकारी दे सकता है।

7. विद्युत खरीद समझौता

सफल बोलीदाता के साथ किया जाने वाला प्रस्तावित मसौदा पीपीए और मसौदा पीएसए (यदि लागू हो) को आरएफएस के साथ जारी किया जाएगा। पीपीए के भाग के रूप में शामिल किए जाने वाले मानक प्रावधानों में अन्य प्रावधानों के साथ-साथ निम्नलिखित शामिल होंगे, जो अन्यथा विनिर्दिष्ट न किए जाने पर पीएसए में प्रतिरूपी आधार पर उपलब्ध कराए जाएंगे।

7.1 पीपीए की अवधि: पीपीए की अवधि शुल्क को प्रभावित करती है, चूंकि इससे उस अवधि का निर्धारण होता है, जिसमें निवेशक/एसपीडी की निवेश राशि उसे वापिस मिलती है। ऐसे में कम शुल्क के लिए लम्बी अवधि के पीपीए को वरीयता दी जाती है। इस प्रकार पीपीए अवधि एससीडी की तारीख या परियोजनाओं के पूरी तरह से शुरू होने की तारीख से, जो भी पहले हो, 25 (पच्चीस) वर्ष से कम नहीं होनी चाहिए। पीपीए की अवधि को पीपीए पर हस्ताक्षर करने वाली पार्टियों के बीच परस्पर रूप से सहमति पर और समुचित आयोग के अनुमोदन से बढ़ाई जा सकती है, बशर्ते कि भूमि और

¹ किसी कंपनी के संबंध में किसी सहबद्ध व्यक्ति का तात्पर्य किसी ऐसे व्यक्ति से होगा जो किसी ऐसी कंपनी पर नियंत्रण रखता है, उस कंपनी द्वारा नियंत्रित होता है अथवा ऐसी कंपनी के सामान्य नियंत्रण के अधीन है। शब्द 'नियंत्रण' का तात्पर्य ऐसी कंपनी के वोटिंग शेयरों के 50 प्रतिशत से अधिक का प्रत्यक्ष अथवा अप्रत्यक्ष रूप से स्वामित्व अथवा अधिकांश निदेशकों को नियुक्त करने के अधिकार से है।

बुनियादी ढांचे के स्वामित्व वाली एजेंसियों के साथ व्यवस्था हो, प्रासंगिक ट्रांसमिशन यूटीलिटीज और सिस्टम ऑपरेटर पवन ऊर्जा परियोजना के संचालन पर 25 वर्ष की प्रारंभिक पीपीए अवधि से परे परमिट करते हो।

7.2 क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ):

7.2.1 डब्ल्यूपीजी पीपीए पर हस्ताक्षर करते समय अपनी परियोजना के वार्षिक सीयूएफ की घोषणा करेंगे और उसे सीओडी के प्रथम वर्ष के भीतर एक बार संशोधित करने की अनुमति होगी। सीयूएफ का परिकलन वार्षिक आधार पर वर्ष के पहली अप्रैल से अगले वर्ष के 31 मार्च तक होगा। घोषित वार्षिक सीयूएफ किसी भी परिस्थिति में 22 प्रतिशत से कम नहीं होगा। घोषित सीयूएफ मूल्य से पवन विद्युत के उत्पादन में परिवर्तन की दी गई अनुमति का आरएफएस में उल्लेख किया जाएगा। तथापि न्यूनतम सीमा पवन विद्युत के निष्क्रमण के लिए ग्रिड के उपलब्ध न होने की सीमा तक शिथिलनीय होगी जो कि डब्ल्यूपीजी के नियंत्रण के बाहर है। परियोजना के प्रचालन के पहले वर्ष के लिए वार्षिक सीयूएफ का परिकलन परियोजना के सीओडी के बाद संपूर्ण वर्ष के लिए किया जाएगा। बाद में वार्षिक सीयूएफ का परिकलन प्रत्येक वर्ष पहले अप्रैल से अगले वर्ष के 31 मार्च तक किया जाएगा।

7.2.2 यदि परियोजना से न्यूनतम सीयूएफ की तुलना में कम ऊर्जा का उत्पादन होता है, तो डब्ल्यूपीजी खरीदार को ऊर्जा की उपलब्धता में कमी के लिए अर्थदंड का भुगतान करने का भागी होगा। तथापि यह निष्क्रमण हेतु ग्रिड की अनुपलब्धता की सीमा तक शिथिलनीय है जो कि डब्ल्यूपीजी के नियंत्रण के बाहर की स्थिति है। ऐसे अर्थ दंड की राशि पीपीए की शर्तों के अनुसार होंगी जो यह सुनिश्चित करेगी कि खरीदार पीपीए प्रशुल्क पर परिकलित ऊर्जा की दृष्टि से कमी की इस लागत के न्यूनतम 75 (पचहत्तर) प्रतिशत के अध्यक्षीन पीपीए के अंतर्गत कम उत्पादन और विद्युत की आपूर्ति से जुड़ी सभी संभावित लागतों को पूरा कर सके। अर्थदंड का निर्धारण कमी की मात्रा पर किया जा सकता है। उच्चतर कमी में उच्चतर अर्थदंड और इसके विलोमतः आरोपित किए जा सकते हैं।

7.2.3 अधिकतम निर्धारित सीयूएफ से अधिक विद्युत की उपलब्धता के मामले में डब्ल्यूपीजी किसी अन्य कंपनी को इसे बेचने के लिए स्वतंत्र होगा, बशर्ते कि अस्वीकरण का पहला अधिकार खरीददारों का होगा। यदि खरीदार अतिरिक्त विद्युत उत्पादन की खरीद करता है, तो यह खरीद पीपीए प्रशुल्क के 75 प्रतिशत पर की जाएगी और इस आशय से संबंधित प्रावधान को आरएफएस दस्तावेज में स्पष्ट रूप से उल्लिखित किया जाएगा।

7.3 रीपावरिंग: डब्ल्यूपीजी पीपीए की अवधि के दौरान अपने संयंत्रों को रीपावर करने के लिए स्वतंत्र होंगे। तथापि खरीदार विद्युत की खरीद केवल पीपीए की शर्तों के अनुसार करने के लिए बाध्य होगा और कोई भी अतिरिक्त विद्युत उत्पादन को इन दिशानिर्देशों के खंड 7.2 में यथा विनिर्दिष्ट तरीके से निष्पादित किया जाएगा।

7.4 भुगतान सुरक्षा: खरीदार नीचे विनिर्दिष्ट किए गए अनुसार पर्याप्त भुगतान सुरक्षा संबंधी उपाय करेगा:-

7.4.1 परिदृश्य 1 : वितरण लाइसेंस धारक द्वारा डब्ल्यूपीजी से प्रत्यक्ष खरीद:

वितरण लाइसेंसी डब्ल्यूपीजी को निम्नलिखित के माध्यम से भुगतान सुरक्षा उपलब्ध कराएगा:-

क) विचारणीय परियोजना से कम से कम एक माह की औसत बिलिंग राशि के लिए **रिवाॉल्विंग लेटर ऑफ क्रेडिट (एलसी)** की व्यवस्था होगी;

और

ख) भुगतान सुरक्षा निधि जो ऐसी निधि से संबद्ध सभी परियोजनाओं की कम से कम तीन माह के बिलों के भुगतान के लिए उपयुक्त सहायता राशि होगी;

ग) उपरोक्त (क) और (ख) के अतिरिक्त, खरीदार राज्य सरकार की गारंटी प्रदान करने का विकल्प भी चुन सकता है, जो कानूनी रूप में प्रवर्तनीय होगी और डब्ल्यूपीजी के लिए ऊर्जा प्रभार के भुगतान और टर्मिनेशन मुआवजा यदि कोई हो, दोनों के संदर्भ में पर्याप्त सुरक्षा सुनिश्चित करेगी।

7.4.2 परिदृश्य 2 : मध्यस्थ खरीदार डब्ल्यूपीजी से बिजली प्राप्त करता है और इसे वितरण लाइसेंसी को बेचता है:-

क) **मध्यस्थ खरीदार द्वारा डब्ल्यूपीजी को दी जाने वाली भुगतान सुरक्षा:** मध्यस्थ खरीदार डब्ल्यूपीजी को निम्नलिखित के माध्यम से भुगतान सुरक्षा उपलब्ध कराएगा:

i. विचारणीय परियोजना से कम से कम 1 (एक) माह की औसत बिलिंग राशि के लिए **रिवाॉल्विंग लेटर ऑफ क्रेडिट (एलसी)** की व्यवस्था;

और

- ii. **भुगतान सुरक्षा निधि** जो ऐसी निधि से संबद्ध सभी परियोजनाओं की कम से कम तीन माह के बिलों के भुगतान के लिए उपयुक्त सहायता राशि होगी।

ख) मध्यस्थ खरीदार को वितरण लाइसेंसी द्वारा भुगतान सुरक्षा: वितरण लाइसेंसी मध्यस्थ खरीदार को निम्नलिखित के माध्यम से भुगतान सुरक्षा उपलब्ध कराएगा:-

- i. विचारणीय परियोजना से कम से कम 1 (एक) माह की औसत बिलिंग की राशि का **रिवॉल्विंग लेटर ऑफ क्रेडिट (एलसी);**

और

- ii. राज्य सरकार की गारंटी, जो कानूनी रूप में प्रवर्तनीय होगी, जिससे ऊर्जा शुल्क भुगतान और टर्मिनेशन क्षतिपूर्ति, यदि कोई हो, दोनों के संदर्भ में पर्याप्त सुरक्षा मिलेगी। (इस खंड के प्रयोजन के लिए, भारतीय रिजर्व बैंक, केन्द्र सरकार और राज्य सरकार के बीच हस्ताक्षरित तृतीय पक्ष समझौता राज्य सरकार की गारंटी के रूप में काम करेगा, जो ऊर्जा प्रभार के भुगतान के लिए सुरक्षा प्रदान करेगा)। मध्यस्थ खरीदार यह सुनिश्चित करेगा कि यह गारंटी लागू होने पर, वह उसे तत्काल डब्ल्यूपीजी को हस्तांतरित करेगा, ताकि पीपीए के संदर्भ में डब्ल्यूपीजी के देय भुगतान को कवर किया जा सके।
- iii. ऊपर (i) और (ii) के अतिरिक्त, वितरण लाइसेंसी **भुगतान सुरक्षा निधि** का भी चयन कर सकता है जो ऐसी निधि के साथ जुड़ी सभी परियोजनाओं की कम से कम 3 (तीन) माह की बिलिंग के भुगतान को सहायता प्रदान करने के लिए उपयुक्त होगी।

इसके द्वारा यह स्पष्ट किया जाता है कि राज्य सरकार की गारंटी का उपयोग तभी किया जाएगा जब मध्यस्थ खरीदार क्रेडिट पत्र और भुगतान सुरक्षा कोष के माध्यम से पीपीए के तहत अपनी बकाया वसूल नहीं कर पा रहे हों।

7.5 अप्रत्याशित घटनाएं: पीपीए में अप्रत्याशित घटनाओं (फोर्स मोज्युर) के लिए प्रावधान किया जाएगा। इनमें अप्रत्याशित घटनाओं की परिभाषा, तत्संबंधी अपवाद, उनकी प्रयोज्यता और ऐसी घटनाएं होने की स्थिति में उद्योग मानदंड के अनुसार उपलब्ध राहत संबंधी प्रावधान शामिल हैं। डब्ल्यूपीजी 15 (पंद्रह) दिन के भीतर अप्रत्याशित घटना के शुरू होने पर अप्रत्याशित घटना (फोर्स मेज्योर) के बारे में खरीदार को सूचित करेगा और खरीदार उसके दावे पर सूचना मिलने के 15 दिन के भीतर फैसला लेगा।

भारत सरकार समय-समय पर इन्टर स्टेट ट्रांसमिशन सिस्टम (आईटीएस) की कीमत और हानि के लिए निश्चित अवधि तक पवन बिजली के संचरण के लिए आदेश जारी करती है। यदि पवन परियोजना का एससीडी आईएसटीएस छूट से पहले की तारीख के पहले लागू होता है और अगर पवन परियोजना के कमीशन को आईएसटीएस छूट के लागू होने की तारीख से परे अप्रत्याशित घटना के कारण देरी हो जाती है तो ट्रांसमिशन शुल्क और नुकसान की देनदारी को 50 : 50 के अनुपात में एसपीजी और खरीददारों के बीच साझा किया जाएगा। हालांकि, यदि डब्ल्यूपीजी के कारणों के कारण पवन परियोजना के चालू होने में देरी हो जाती है तो ट्रांसमिशन शुल्क और हानियों की देनदारी डब्ल्यूपीजी की होगी।

7.6 ऑफटेक संबंधी बाधाओं के लिए उत्पादन क्षतिपूर्ति: ग्रिड उपलब्ध न होने के कारण अथवा किसी बैकडाउन की स्थिति में खरीदार को निर्धारित कार्यक्रम के अनुसार विद्युत ऑफटेक करने में बाधाएं आ सकती हैं।

7.6.1 ग्रिड अनुपलब्धता के कारण खरीद बाधाओं के लिए उत्पादन क्षतिपूर्ति:

संयंत्र के प्रचालन के दौरान, कुछ ऐसी अवधि हो सकती है, जिसमें संयंत्र से तो बिजली का उत्पादन होता है, लेकिन अस्थायी रूप से पारेषण न हो पाने के कारण विद्युत आपूर्ति नहीं होती, जिसके लिए डब्ल्यूपीजी का कोई दोष नहीं होता है। ऐसे मामलों में उत्पादन क्षतिपूर्ति खरीदार द्वारा निम्नलिखित रूप में समायोजित की जाएगी:-

ग्रिड अनुपलब्धता की अवधि	उत्पादन मुआवजे के लिए प्रावधान
एक संविदा वर्ष में ग्रिड की अनुपलब्धता 50 घंटों से ज्यादा जैसा पीपीए में परिभाषित:	उत्पादन हानि = [(संविदा वर्ष के दौरान प्रति घंटा औसत उत्पादन) x (संविदा वर्ष के दौरान ग्रिड अनुपलब्धता के घंटों की संख्या)] जहां, संविदा वर्ष के दौरान प्रति घंटा औसत उत्पादन (किलोवाट घंटा) = संविदा वर्ष के दौरान कुल उत्पादन (किलोवाट घंटा) ÷ संविदा वर्ष में 8766 घंटे से कम ग्रिड अनुपलब्धता के घंटे।

डब्ल्यूपीजी द्वारा अतिरिक्त उत्पादन इस उत्पादन हानि के बराबर पीपीए टैरिफ पर खरीदार द्वारा खरीदा जाएगा ताकि अगले 3 (तीन) संविदा वर्षों में इस हानि को ऑफसेट किया जा सके (संविदा वर्ष पीपीए में परिभाषित किया जाएगा)।

उपरोक्त खंड 7.6.1 में प्रदत्त व्यवस्था के विकल्प के रूप में, खरीदार पीपीए शुल्क के संदर्भ में खण्ड 7.6.1 में परिभाषित उत्पादन हानि के लिए और पीपीए में परिभाषित अनुसार किसी संविदा वर्ष में 50 घंटे से अधिक ग्रिड अनुपलब्धता के लिए क्षतिपूर्ति करने का चयन कर सकता है।

7.6.2 बैकडाउन के कारण ऑफटेक बाधाएं:- डब्ल्यूपीजी और खरीदार समुचित आयोग द्वारा इस बारे में बनाए गए विनियमों के अनुसार पूर्वानुमान और शेड्यूलिंग प्रक्रिया का अनुसरण करेंगे। भारतीय विद्युत ग्रिड कोड (आईईजीसी) की धारा 5.2 (यू) के अनुसार, भारत सरकार, पवन विद्युत परियोजनाओं के 'अनिवार्य संचालन' की स्थिति को प्रोत्साहित करती है। तदनुसार, किसी डिस्कॉम/लोड डिस्पैच सेंटर (एलडीसी) द्वारा, विधिवत्, रूप से संचालित किसी पवन विद्युत संयंत्र को बैकडाउन का निर्देश नहीं दिया जाना चाहिए। ग्रिड सुरक्षा या किसी उपकरण अथवा कार्मिक की सुरक्षा या किसी अन्य ऐसी स्थिति के कारण होने वाले बैक डाउन को छोड़कर, यदि बैकडाउन की ऐसी कोई आपात स्थिति पैदा होती है, तो डब्ल्यूपीजी खरीदार से निम्नांकित अनुसार न्यूनतम उत्पादन क्षतिपूर्ति किए जाने का पात्र होगा:-

बैक की अवधि	उत्पादन क्षतिपूर्ति के लिए प्रावधान
मासिक बिलिंग साइकिल के दौरान बैकडाउन के घंटे	$\text{उत्पादन क्षतिपूर्ति} = [(\text{महीने के दौरान प्रति घंटा औसत उत्पादन}) \times (\text{महीने के दौरान बैकडाउन के घंटों की संख्या}) \times \text{पीपीए टैरिफ}] \text{ का } 50 \text{ प्रतिशत}$ $\text{जिसमें, माह के दौरान प्रति घंटा बैक डाउन क्षमता औसत उत्पादन (केडब्ल्यूएच)} = (\text{सीयूएफ महीने के दौरान}) \times \Sigma (\text{मेगावाट में बैकडाउन क्षमता}) \times \text{बैकडाउन के बाद का समय घंटों में} \times 1000$

उपर्युक्त की गणना के अनुसार उत्पादन मुआवजा क्लॉज 7.2.1 के अनुसार अधिकतम सीयूएफ के अनुसार वार्षिक उत्पादन में कमी की सीमा तक सीमित होगा और यह वार्षिक आधार पर तय होगा। इस उत्पादन मुआवजे पर व्यापारिक लाभ लागू नहीं होगा।

उत्पादन के प्रयोजनों के कारण उत्पादन मुआवजे के अपवाद के लिए संभावित परिस्थितियाँ आरएफएस और पीपीए में स्पष्ट रूप से निर्दिष्ट किया जाना चाहिए।

7.7 डिफॉल्ट की स्थिति और इसके परिणाम: संबंधित पक्ष की चूक की स्थिति के संबंध में विस्तृत प्रावधानों और इसके परिणामस्वरूप उत्पन्न परिणाम एसबीडी में दिए जाएंगे, इस भाग में डब्ल्यूपीजी और खरीदारों (मध्यस्थ माल पहुंचाने वालों को छोड़कर) के डिफॉल्टों को संविदात्मक रूप से निपटाने के व्यापक सिद्धांत शामिल हैं।

7.7.1 उत्पादक के डिफॉल्ट होने की स्थिति और उसके परिणाम:

क) उत्पादक के निर्दिष्ट अवधि के दौरान संयंत्र चालू करने में विफल रहने, अथवा पीपीए की शर्तों के अनुसार विद्युत आपूर्ति न कर पाने की स्थिति में, अथवा पीपीए की शर्तों के विपरीत अपने किन्हीं अधिकारों या दायित्वों को किसी अन्य को सौंपने या हस्तांतरित करने, अथवा पीपीए की शर्तों से मुकर जाने, अथवा पीपीए के प्रावधानों का उल्लंघन करते हुए अपने प्रोमोटर्स के नियंत्रण या शेयरधारिता में कोई बदलाव करने अथवा पीपीए में वर्णित कोई अन्य भूल-चूक करने और उपरोक्त गलतियों को पीपीए में वर्णित अनुसार उपचार अवधि के दौरान उपचारित करने में विफल रहने की स्थिति में उत्पादक को डिफॉल्टर समझा जाएगा।

ख) डिफॉल्ट होने की स्थिति में, डब्ल्यूपीजी को पीपीए में वर्णित अनुसार खरीदार को क्षतिपूर्ति करनी होगी। खरीदार को उक्त क्षति वसूल करने के लिए बैंक गारंटी, यदि कोई हो, को जप्त करने का हक होगा, और इसका उसके द्वारा किसी अन्य कानूनी उपाय या कार्रवाई पर कोई प्रभाव नहीं पड़ेगा।

ग) उपरोक्त अनुसार क्षतिपूर्ति के अतिरिक्त, डब्ल्यूपीजी के डिफॉल्ट की स्थिति में, पीपीए में उपबंधित प्रतिस्थापन समझौते और खरीदार की सहमति के अनुसार, लेनदार को अपने प्रतिस्थापन अधिकार का इस्तेमाल करने की छूट होगी। परंतु, यदि देनदार निर्धारित अवधि में डिफॉल्टर उत्पादक से प्रतिस्थापन नहीं कर पाता है, तो खरीदार पीपीए को समाप्त कर सकता है, और देय ऋण के 90 प्रतिशत के समकक्ष परियोजना की परिसम्पत्तियों का अधिग्रहण कर सकता है। ऐसा न कर पाने की स्थिति में ऋणदाता अपने रेहन (मार्टेज) अधिकारों का इस्तेमाल कर सकता है और परियोजना परिसम्पत्तियों का समापन कर सकता है।

7.7.2 खरीदार का डिफॉल्टर होना और उसके परिणाम:

- क) यदि खरीदार अन्य बातों के अलावा मासिक और/या पूरक बिलों का भुगतान निर्धारित अवधि के दौरान करने में विफल रहता है, या वह पीपीए से मुकरता है, तो ऐसे में डिफॉल्टर खरीदार निर्धारित अवधि में पीपीए से संबंधित अपने हिस्से में किसी अन्य को सम्बद्ध बनाने सहित उसे किसी तृतीय पक्ष को हस्तांतरित कर सकता है, परंतु इसके लिए उसे डब्ल्यूपीजी की पूर्व सहमति प्राप्त करनी होगी।
- ख) यदि उक्त हस्तांतरण पवन विद्युत उत्पादक को स्वीकार्य नहीं होगा, अथवा डिफॉल्टर खरीदार द्वारा निर्धारित अवधि में हस्तांतरण का कोई प्रयास नहीं किया गया, तो डब्ल्यूपीजी पीपीए को समाप्त कर सकता है और अपने विवेकाधिकार से डिफॉल्टर खरीदार से या तो (i) देय ऋण की राशि के समकक्ष समापन क्षतिपूर्ति का भुगतान करके परियोजना की परिसम्पत्तियों और पीपीए में वर्णित अनुसार 150 प्रतिशत (एक सौ पचास प्रतिशत) समायोजित इक्विटी का अधिग्रहण कर सकता है अथवा, (ii) डब्ल्यूपीजी डिफॉल्टर से कह सकता है कि वह उसे छह महीने अथवा पीपीए की बकाया अवधि के लिए, इनमें जो भी कम हो, की समकक्ष राशि का भुगतान अनुबंधात्मक क्षमता में करे। ऐसे में परियोजना की परिसम्पत्तियाँ डब्ल्यूपीजी द्वारा रखी जाएंगी।
- ग) पीपीए के समापन की स्थिति में संयंत्र की कनेक्टिविटी के लिए एसटीयू/सीटीयू को देय कोई क्षति या शुल्क, खरीदार द्वारा वहन किया जाएगा।

7.8 कानून में बदलाव

7.8.1 कानून में बदलाव के कारण यदि डब्ल्यूपीजी को कोई वित्तीय हानि/लाभ होता है, तो यह सुनिश्चित करने के लिए कि डब्ल्यूपीजी उसी वित्तीय स्थिति में रहे, जिसमें कानून में बदलाव न होने की स्थिति में वह रहता, डब्ल्यूपीजी/खरीदार अन्य पक्ष द्वारा क्षतिपूर्ति किए जाने के हकदार होंगे, जो भी स्थिति हो, परंतु, इसमें शर्त यह होगी कि क्षतिपूर्ति भुगतान की मात्रा और विधि का निर्धारण समुचित आयोग द्वारा किया जाएगा और वह उस तारीख से प्रभावी होगी, जो समुचित आयोग तय करेगा।

7.8.2 इन दिशानिर्देशों में, कानून में बदलाव बोली जमा कराने की अंतिम तारीख के बाद निम्नांकित घटनाओं में से किसी एक घटना के होने से सम्बद्ध होगा, अर्थात् (i) किसी नए कानून का अधिनियमन; अथवा (ii) किसी प्रचलित कानून में संशोधन, परिवर्तन या निरसन; अथवा (iii) कोई नई सहमति, परमिट या लाइसेंस प्राप्त करने की आवश्यकता; अथवा (iv) कोई सहमति, परमिट या लाइसेंस प्राप्त करने के लिए निर्धारित प्रचलित शर्तों में कोई बदलाव, जिसमें डब्ल्यूपीजी का कोई डिफॉल्ट न हो; अथवा (v) ऐसे करों की दरों में कोई बदलाव, जिनका प्रत्यक्ष प्रभाव परियोजना पर पड़ता हो। परंतु, (क) कॉर्पोरेट आय पर करों में परिवर्तन अथवा आय या लाभांश पर विद्दहोलिंडिंग कर; और (ख) आयातित उपकरणों पर सीमा-शुल्क में किसी परिवर्तन को कानून में परिवर्तन नहीं समझा जाएगा।

8. बोली प्रक्रिया

8.1 खरीदार एकल चरण दो लिफाफे वाली बोली प्रक्रिया अपनाते हुए बोलियाँ आमंत्रित करेगा, जिन्हें इलेक्ट्रॉनिक मोड (ई-बिडिंग) के जरिए संचालित किया जाएगा। खरीदार बोलीदाताओं के अंतिम चयन के लिए ई-रिवर्स नीलामी का विकल्प भी चुन सकता है। ऐसी स्थिति में इसे बोलियों को आमंत्रित करने और बोली दस्तावेज में विशेष रूप से उल्लेखित किया जाएगा। ई-खरीद प्लेटफॉर्म एक सफल ट्रेड रिकॉर्ड और पर्याप्त सुरक्षा, प्रतिभूति और गोपनीयता सुविधाओं के साथ प्रयोग किया जाएगा।

8.2 खरीदार इन दिशानिर्देशों के अनुसार बोलीदाताओं को डब्ल्यूपीजी की स्थापना के लिए आरएफएस के द्वारा आमंत्रित करेगा।

8.3 आरएफएस, मसौदा पीपीए और मसौदा पीएसए (यदि लागू हो) सहित बिडिंग दस्तावेज इन दिशानिर्देशों और एसबीडी की उपयुक्तता से खरीदार द्वारा तैयार किए जाएंगे।

8.4 खरीदार व्यापक प्रचार प्रसार करने के लिए कम से कम दो राष्ट्रीय समाचार पत्रों और अपनी वेबसाइट पर आरएफएस नोटिस प्रकाशित करेगा।

8.5 खरीदार संभावित बोलीदाताओं के लिए पूर्व बोली सम्मेलन का आयोजन करेगा और बोली दस्तावेजों को किसी बोलीदाता को लिखित व्याख्या प्रदान करेगा जो कि अन्य सभी बोलीदाताओं के लिए भी उपलब्ध कराई जाएगी। सभी संबंधित दल पूरी तरह से लिखित सूचना पर निर्भर रहेंगे। खरीदार पर्याप्त जानकारी के लिए बोलीदाता दस्तावेजों में कोई स्पष्टीकरण या संशोधन वेबसाइट पर अपलोड करेगा। बोली दस्तावेजों के संशोधन या संशोधनों को जारी करने की स्थिति में बोलीदाताओं को निविदाएं जमा करने के लिए कम से कम 7 (सात) दिन की अवधि दी जाएगी।

9. आरएफएस दस्तावेज

आरएफएस में खरीदार द्वारा प्रदान किए जाने वाले मानक प्रावधानों में निम्नलिखित सम्मिलित होंगे:-

9.1 बोली उत्तरदायित्व: बोली का मूल्यांकन तभी किया जाएगा, जब वह उत्तरदायित्वपूर्ण हो और अन्य बातों के अलावा निम्नलिखित शर्तें पूरी करती हो:-

- बोलीदाता अथवा उसका कोई भी संबद्ध पक्ष जानबूझकर किसी ऋणदाता का डिफॉल्ट नहीं होना चाहिए।
- बोलीदाता अथवा उसके किसी सम्बद्ध पक्ष के खिलाफ कोई बड़ा मुकदमा बकाया या आशंकित नहीं होना चाहिए, जिसका स्वरूप ऐसा हो, जो बोलीदाता द्वारा परियोजना प्रारंभ करने की उसकी योग्यता या उपयुक्तता के प्रति संदेह पैदा करता हो।

9.2 बोलीदाता द्वारा पूरी की जाने वाली योग्यता संबंधी अपेक्षाएं:

9.2.1 तकनीकी मानदंड: सरकार संवर्धित भागीदारी के जरिए प्रतिस्पर्धा को बढ़ाना चाहती है। परंतु, परियोजनाओं का समुचित कार्यान्वयन सुनिश्चित करने के लिए खरीदार बोलीदाताओं के साथ अपने अतीत के अनुभव सहित निर्दिष्ट तकनीकी मानदंड का चयन कर सकता है। ऐसे परियोजना विकासकों, जिनके द्वारा मानदंड पूरे किए जाने की संभावना हो, की संख्या के मूल्यांकन के बाद ऐसे मानदंड तय किए जाने चाहिए ताकि प्रतिस्पर्धा का समुचित स्तर हासिल किया जा सके। तकनीकी मानदंडों को पूरा करने के लिए कट ऑफ की तारीख आमतौर पर वित्त वर्ष की समाप्ति की तारीख रखी जानी चाहिए जो वित्तीय वर्ष के पहले की हो, जिसमें बोली शुरू की जा रही हो।

9.2.2 वित्तीय मानदंड

क) निवल मालियत/कुल मूल्य

- (i) खरीदार योग्यता संबंधी अपेक्षा के हिस्से के रूप में निवल मालियत के रूप में वित्तीय मानदंड निर्दिष्ट करेगा। बोली आमंत्रित किए जाने के वर्ष में निवल मालियत डब्ल्यूपीपी के लिए अनुमानित पूंजीगत लागत का कम से कम 20 प्रतिशत होना चाहिए।
- (ii) उपरोक्त प्रयोजन के लिए विचारित निवल मालियत बोलीदाता कम्पनी या कंसोर्टियम की संचयी निवल मालियत होगी, जिसमें बोलीदाता(ओं) के उन सम्बद्ध पक्षों की निवल मालियत भी शामिल मानी जाएगी, जो अपेक्षित इक्विटी फंडिंग में अंशदान करने के प्रति वचनबद्ध हों और बोलीदाता(ओं) के विफल रहने की स्थिति में आरएफएस के अनुसार बैंक गारंटी दे सकते हों।
- (iii) यह स्पष्ट किया जाता है कि इस खंड के लिए विचारित निवल मालियत कम्पनी अधिनियम, 2013 के अनुसार परिगणित समग्र निवल मालियत होगी।

ख) लिक्विडिटी: यह अनिवार्य है कि बोलीदाता के पास पर्याप्त नकदी प्रवाह/आंतरित संभूतियाँ/कोई बैंक संदर्भ होना चाहिए, ताकि वह परियोजना के लिए अपेक्षित धन की व्यवस्था कर सके। तदनु रूप, खरीदार उपयुक्त मानदंड का वर्णन कर सकता है, जैसे वार्षिक कारोबार, आंतरिक संसाधन सृजन, बैंक जमा राशियाँ/ऋण व्यवस्था, बोली क्षमता, आदि।

9.3 जमा की जाने वाली अग्रिम राशि (ईएमडी): बोलीदाता द्वारा बैंक गारंटी के रूप में खरीदार निर्धारित करेगा कि अग्रिम राशि (ईएमडी) की निर्धारित मात्रा के रूप में जमा करानी होगी। सफल बोलीदाता द्वारा निर्धारित अवधि के दौरान पीपीए पर हस्ताक्षर करने में विफल रहने की स्थिति में अग्रिम राशि (ईएमडी) जब्त कर ली जाएगी।

9.4 विदेशी बोलीदाताओं द्वारा एफडीआई कानूनों का अनुपालन: यदि किसी विदेशी कम्पनी को सफल बोलीदाता के रूप में चुना जाता है, तो उसे भारत में प्रत्यक्ष विदेशी निवेश संबंधी कानूनों और प्रावधानों का अनुपालन करना होगा।

10. बोली जमा कराना और उनका मूल्यांकन

10.1 बोलीदाताओं द्वारा कंसोर्टियम के गठन की अनुमति दी जाएगी, जिसके अंतर्गत कंसोर्टियम एक प्रमुख सदस्य की पहचान करेगा, जो बोली प्रक्रिया के दौरान समस्त पत्राचार के लिए एक सम्पर्क बिंदु के रूप में काम करेगा। खरीदार कंसोर्टियम के प्रमुख सदस्य के लिए तकनीकी और वित्तीय मानदंड और लॉक-इन अवधि निर्दिष्ट कर सकता है।

10.2 खरीदार बोलियों के मूल्यांकन के लिए एक समिति (मूल्यांकन समिति) का गठन करेगा, जिसमें कम से कम तीन सदस्य होंगे। इनमें से कम से कम एक सदस्य वित्तीय मामलों/बोली मूल्यांकन में विशेषज्ञ होना चाहिए।

10.3 बोलीदाताओं को आरएफएस में निर्दिष्ट अनुसार अप्रतिदेय प्रोसेसिंग शुल्क जमा कराना पड़ सकता है।

10.4 बोलीदाताओं को तकनीकी और मूल्य संबंधी अलग-अलग बोलियाँ जमा करानी होंगी। बोलीदाताओं को अपनी बोलियों के साथ ईएमडी के रूप में बोली-धरोहर राशि भी जमा करानी पड़ेगी।

10.5 तकनीकी बोली का मूल्यांकन यह सुनिश्चित करने के लिए किया जाएगा कि जमा कराई गई बोलियाँ सभी मूल्यांकन मानदंड के अनुसार आरएफएस दस्तावेज में वर्णित पात्रता मानदंड पूरे करती हैं। मूल्य संबंधी बोलियों का मूल्यांकन केवल उन्हीं बोलियों के संदर्भ में किया जाएगा, जो आरएफएस दस्तावेज में निर्धारित मूल्यांकन मानदंडों को पूरा करेंगी।

10.6 खरीदार फीडबैक लेने और बोली प्रक्रिया के महत्वपूर्ण पहलुओं को स्पष्ट करने के लिए पूर्व बैठक आयोजित कर सकता है।

10.7 प्रतिस्पर्धा सुनिश्चित करने के लिए क्वालिफाइड बोलीदाताओं की न्यूनतम संख्या दो होनी चाहिए। यदि बोली के तीन प्रयासों के बाद भी क्वालिफाइड बोलीदाता दो से कम होंगे, और खरीदार इससे आगे भी बोली प्रक्रिया जारी रखने का इच्छुक होगा, तो वह समुचित आयोग की सहमति से ऐसा कर सकता है।

10.8 टेंडर की शर्तों का उल्लंघन होने की स्थिति में मूल्य संबंधी बोली रद्द कर दी जाएगी। इस स्तर पर आमतौर पर बोलीदाताओं से स्पष्टीकरण संबंधी अनुरोध नहीं किया जाएगा।

10.9 बोली मूल्यांकन पद्धति: तुलनात्मक बोली आरएफएस में निर्दिष्ट बोली मानदंडों के आधार पर होगी अर्थात् 25 वर्षों या उससे अधिक के लिए निश्चित टैरिफ या निर्धारित वार्षिक वृद्धि की पूर्व परिभाषित मात्रा सहित रु./किलोवाट घंटा है में बढ़े हुए टैरिफ के मामले में रु./किलोवाट घंटा में पहले वर्ष का टैरिफ और यह वृद्धि कितने वर्षों के लिए उपलब्ध होगी, उन वर्षों की संख्या। बोलीदाताओं की क्रम व्यवस्था 'सबसे कम टैरिफ (एल 1)' देने वाले बोलीदाता से शुरू होगी।

10.10 आरएफएस में बोलीदाताओं की बोली के मूल्यांकन और चयन के लिए विस्तृत प्रक्रिया प्रदान की जाएगी।

11. बोली प्रक्रिया के लिए निर्दिष्ट समय सारणी

11.1 आरएफएस दस्तावेज जारी करने और बोली जमा कराने की अंतिम तारीख के बीच बोली प्रक्रिया की न्यूनतम अवधि 30 (तीस) दिन होगी। बोली प्रक्रिया के लिए संकेतात्मक समयसारणी निम्नानुसार है:-

बोली प्रक्रिया के लिए समय सारणी

घटना	शून्य दिनांक से समय
आरएफएस, मसौदा पीपीए और पीएसए (यदि लागू हो) के जारी करने की तारीख	शून्य तिथि
बोली के स्पष्टीकरण, सम्मेलनों, और आरएफएस का संशोधन	**
आरएफएस बोली जमा करना	30 - 45 दिन
बोली का मूल्यांकन और कार्य दिए जाने का पत्र जारी करना	75 दिन
पीपीए पर हस्ताक्षर	105 दिन

** आरएफएस दस्तावेज में किसी भी बदलाव के मामले में, खरीदार इन दिशानिर्देशों की धारा 8.5 के अनुसार बोलीदाताओं को अतिरिक्त समय प्रदान करेगा।

नोट: यह स्पष्ट किया गया है कि यदि खरीदार बोली प्रक्रिया में किसी भी कार्यक्रम के लिए समय में विस्तार देता है, तो कार्यक्रम से पहले अपेक्षित गतिविधियों की उपलब्धि में देरी के कारण, इस तरह के समय विस्तार से किसी भी तरह से इन दिशानिर्देशों में विचलन नहीं होगा।

11.2 सामान्य परिस्थितियों में, बोली प्रक्रिया 120 (एक सौ बीस) दिनों की अवधि में पूरी होने की संभावना है।

12. ठेका देना और कार्य पूरा करना

12.1 बोली लगाने में सफल रहे ठेकेदार/परियोजना कंपनी या बोली लगाने के लिए गठित विशेष उद्देश्य कंपनी (एसपीवी) के साथ बिजली खरीद समझौते (पीपीए) पर दस्तखत किए जाएंगे।

12.2 बोली लगाने की प्रक्रिया पूरी होने के बाद आरएफएस बोलियों के मूल्यांकन के लिए गठित मूल्यांकन समिति बोलियों की आलोचनात्मक समीक्षा करेगी और उचित रूप में प्रमाणित करेगी कि बोली प्रक्रिया और मूल्यांकन का कार्य आरएफएस के प्रावधानों के अनुसार किया गया है।

12.3 पारदर्शिता के लिए खरीदार पीपीए पर अमल के बाद बोली लगाने में सफल रहे बोलीदाता(ओं) के नाम(मों), उनके द्वारा लगाई गई बोली में बताए गए शुल्क और उसके विभिन्न घटकों के ब्यौरे, अगर कोई हो तो उसका सार्वजनिक रूप से एलान करेगा। सार्वजनिक रूप से यह घोषणा खरीदार के वेबसाइट पर वांछित विवरण को पोस्ट करके 30 (तीस) दिन तक उसका प्रदर्शन किया जाएगा।

12.4 अधिनियम के प्रावधानों के अधीन वितरण लाइसेंस हासिल करने वाला या मध्यस्थ खरीदार, जो भी स्थिति हो, अधिनियम के अनुच्छेद 63 के अनुसार उपयुक्त आयोग से शुल्क दरों को मंजूरी दिलवाने के लिए आयोग से अनुरोध करेगा।

13. बैंक गारंटी

डब्ल्यूपीजी खरीदार को आरएफएस और पीपीए की शर्तों के अनुसार खरीदार को निम्नलिखित बैंक गारंटियाँ देगा:

13.1 जमा की गई अग्रिम राशि (ईएमडी): खरीदार द्वारा निर्धारित की जाए [लेकिन उस वित्तीय वर्ष, जिसमें बोली को आमंत्रित किया गया है, के लिए पवन ऊर्जा परियोजना के लिए अनुमानित पूंजीगत लागत का 2% (दो प्रतिशत) से अधिक नहीं होनी चाहिए] एवं इसे आरएफएस की प्रतिक्रिया के साथ बैंक गारंटी के रूप में प्रस्तुत करना होगा।

13.2 निष्पादक बैंक गारंटी (पीबीजी): खरीदार द्वारा निर्धारित की जाएगी [लेकिन उस वित्तीय वर्ष, जिसके लिए बोली आमंत्रित की गई है, के लिए पवन ऊर्जा परियोजना के लिए अनुमानित पूंजीगत लागत का 5% (पांच प्रतिशत) से अधिक नहीं होनी चाहिए] पीपीए के हस्ताक्षर के समय प्रस्तुत किया जाए। अन्य उपायों के अतिरिक्त, पीपीए के मामले में डब्ल्यूपीजी के किसी तरह के नुकसान होने/देयताएं उत्पन्न होने पर पीबीजी का नकदीकरण किया जा सकेगा। यहां यह भी स्पष्ट किया जाता है कि मध्यस्थ खरीदार पीपीए की शर्तों के अनुसार डब्ल्यूपीजी में किसी प्रकार की चूक होने पर पीबीजी के नकदीकरण के जरिए क्षतिपूर्ति/देयताएं वसूले जाने की स्थिति में क्षति/देयता की शर्तों के अनुसार मध्यस्थ खरीदार द्वारा वितरण लाइसेंसियों को अंतरित कर दी जाएगी।

14. वित्तीय समाप्ति:

14.1 विद्युत खरीद समझौते के निष्पादन की तारीख से 7 (सात) महीनों के भीतर, पीपीए के संदर्भ में डब्ल्यूपीजी को वित्तीय समापन हासिल कर लेना चाहिए।

14.2 ऐसा न होने पर खरीदार पीबीजी का नगदीकरण करा सकता है, बशर्ते देरी का कारण फोर्स मोज्युर हो। लेकिन वित्तीय समापन के लिए खरीदार को और समय देने के बारे में विचार किया जा सकता है जो तभी किया जाएगा जब डब्ल्यूपीजी पीपीए में निर्दिष्ट जुमाने का भुगतान कर दे। इस विस्तार का एससीडी पर कोई असर नहीं पड़ेगा और जो भी जुमाना दिया गया होगा वह एससीडी की अवधि में डब्ल्यूपीजी के सफलतापूर्वक चालू होने पर बिना ब्याज के लौटा दिया जाएगा।

15. न्यूनतम चुकता शेयर पूंजी का प्रोमोटर द्वारा रखा जाना

15.1 सफल बोलीदाता अगर एकल कंपनी हो तो उसे यह सुनिश्चित करना होगा कि एसपीवी/पीपीए पर दस्तखत करने वाली कंपनी में उसकी हिस्सेदारी सीओडी (जिसे अनुच्छेद 17 में परिभाषित किया गया है) की तारीख से एक साल पहले खरीदार की पूर्वानुमति के बिना किसी भी समय 51 (इक्यावन) प्रतिशत से नीचे न पहुंचे, अगर सफल बोलीदाता कंपनियों का समूह हो तो इस स्थिति में एसपीवी/पीपीए पर दस्तखत करने वाली परियोजना कंपनी में समूह की कंपनियों की संयुक्त हिस्सापूंजी खरीदार की पूर्वानुमति के बिना सीओडी से एक साल पहले किसी भी वक्त 51 प्रतिशत से नीचे नहीं पहुंचनी चाहिए। लेकिन अगर सफल बोलीदाता स्वयं ही पीपीए कर रहा हो तो उसे यह सुनिश्चित करना होगा कि उसके प्रोमोटर

सीओडी से एक साल पहले तक खरीदार की अनुमति के बिना कंपनी पर अपना नियंत्रण² खत्म न होने दें। ऐसी स्थिति में यह भी जरूरी होगा कि सफल बोलीदाता अपने प्रमोटरों और उनकी हिस्सापूंजी के बारे में खरीदार के साथ विद्युत खरीद समझौते पर दस्तखत करने से पहले सूचनाएं उपलब्ध करा दे।

15.2 सीओडी से एक साल पूरा हो जाने के बाद हिस्सापूंजी में कोई भी बदलाव खरीदार को सूचना देकर किया जा सकता है।

15.3 अगर डब्ल्यूपीजी ने किसी ऋणदाता(ओं) की देनदारी चुकाने में चूक की हो तो ऋणदाता को इस बात का अधिकार होगा कि वह खरीदारों की सहमति से 'प्रमोटर बदल' सके।

16. चालू करना (कमीशनिंग)

16.1 आंशिक रूप से चालू करना: परियोजना की पार्ट कमीशनिंग खरीदार द्वारा इस शर्त पर कि पहले आंशिक रूप से चालू करने की स्वीकृति के लिए न्यूनतम क्षमता परियोजना क्षमता की 50% या 50 मेगावाट, जो भी कम हो, पीपीए के उस पार्ट पर जो चालू नहीं हुआ, पर जुर्माना लगाए जाने के पूर्वग्रह के बिना के अनुसार स्वीकार करेगा। हालांकि, अंतर-राज्यीय परियोजना के मामले में, पहले आंशिक रूप से चालू करने की स्वीकृति के लिए न्यूनतम क्षमता कम से कम 50 मेगावाट होगी। 100 मेगावाट या उससे कम क्षमता वाली एक परियोजना को अधिकतम दो भागों में चालू किया जा सकता है। 100 मेगावाट क्षमता से अधिक की परियोजना को कम से कम 50 मेगावाट प्रत्येक के भाग में चालू किया जा सकता है, अंतिम भाग बाकी क्षमता हो सकती है। हालांकि, आंशिक रूप से चालू करने के कारण एससीडी में बदलाव नहीं आएगा। आंशिक रूप से चालू करने की तारीखों के बावजूद, पीपीए एससीडी से 25 वर्षों की अवधि के लिए या परियोजनाओं को पूर्णतः चालू करने की तारीख से, जो भी पहले हो, लागू रहेगा।

16.2 समय पूर्व चालू होना: एससीडी से पहले परियोजना को चालू करने के साथ-साथ ट्रांसमिशन कनेक्टिविटी और लंबी अवधि की एक्सेस (एलटीए) की उपलब्धता के लिए डब्ल्यूपीजी की अनुमति दी जाएगी। समय से पूर्व चालू होने के मामले में, पूर्ण चालू होने की उपलब्धि तक या एससीडी, जो भी पहले हो, खरीदार पीपीए टैरिफ के 75% (पचहत्तर प्रतिशत) पर उत्पादन खरीद कर सकता है।

16.3 चालू होने की समय सारिणी : परियोजनाएं पीपीए के निष्पादन की तारीख से 18 (अठारह) महीनों के भीतर चालू हो जाएगी। हालांकि, अगर कुछ कारणों से, इन दिशानिर्देशों में निर्धारित अवधि में चालू करने के लिए अधिक समय लगाता है तो प्राप्तकर्ता अपने स्तर पर ऐसा कर सकता है। चालू करने में देरी होने पर, एससीडी से अधिक जैसा कि पीपीए में बताया गया है कि डब्ल्यूपीजी पर जुर्माना लगाया जाएगा।

17. वाणिज्यिक संचालन की तारीख (सीओडी):

वाणिज्यिक संचालन की तारीख (सीओडी) एसएनए द्वारा गठित कमीशनिंग कमेटी द्वारा घोषित परियोजना के आरंभ होने की वास्तविक तारीख के रूप में मानी जाएगी। आंशिक कमीशनिंग सीओडी के मामले में केवल परियोजना क्षमता के उसी भाग के लिए घोषित किया जाएगा।

18. ट्रांसमिशन संपर्क

18.1 डब्ल्यूपीपी एसटीयू/सीटीयू सबस्टेशन के साथ एक दूसरे के संबंध के लिए डिजाइन किया जाएगा या तो सीधे या पुलिंग स्टेशन से, जहां अन्य परियोजनाएं भी उचित वोल्टेज स्तर पर, जैसा खरीदार द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए, एक समर्पित संचरण लाइन के माध्यम से जुड़ी होंगी।

18.2 एसटीयू/सीटीयू के स्वामित्व वाली ट्रांसमिशन प्रणाली में ट्रांसमिशन संपर्क और एलटीए की जिम्मेदारी पूरी तरह से डब्ल्यूपीपी की लागत पर होगी।

² 'नियंत्रण' शब्द का अर्थ है स्वामित्व, ऐसी कंपनी के 50 प्रतिशत (पचास प्रतिशत) से अधिक वोटिंग शेयरों का प्रत्यक्ष या परोक्ष रूप से स्वामित्व, अथवा बहुसंख्य निदेशकों की नियुक्ति का अधिकार।

18.3 इंटर कनेक्शन/मीटरिंग प्वाइंट, वह बिंदु है यहां से खरीदार को सप्लाई की गई बिजली को मापा जाएगा। यह एसटीयू/सीटीयू के सबस्टेशन पर बस बार होगी, जिस पर पवन ऊर्जा एसटीयू/सीटीयू ट्रांसमिशन प्रणाली में इंजेक्ट होती है। ग्रिड और पैमाइश के साथ एक दूसरे से संबंध के लिए डबल्यूपीजी, उचित संहिता और सीईए द्वारा जारी विद्युत और अन्य मानकों (समय-समय पर संशोधित) के लिए संचार प्रणाली पर, ग्रिड संहिता, ग्रिड संबद्ध मानकों, विनियमों का पालन करेंगे। इंटरकनेक्शन के बिंदु पर बिजली का ट्रांसमिशन जहां मीटरिंग ऊर्जा लेखांकन के लिए की जाती है, डबल्यूपीजी की जिम्मेदारी होगी वह अपनी स्वयं की लागत पर करेगा। ट्रांसमिशन प्रभार और मीटरिंग पॉइंट से आगे ट्रांसमिशन के नुकसान सहित सभी व्यय, धारा 7.5 में उल्लिखित प्रावधानों को छोड़कर, खरीदार द्वारा वहन किये जाएंगे।

18.4 डबल्यूपीजी पूर्वानुमान, निर्धारण और विचलन निपटान पर सीईआरसी/एसईआरसी नियमों, जो लागू हो, का अनुपालन करेगा और एलटीए और कनेक्टिविटी से संबंधित सभी देनदारियों के लिए जिम्मेदार होगा।

18.5 परियोजना विकासक के अनुरोध पर परियोजना को चालू करने से पहले, परीक्षण की सुविधा या उत्पादित अस्थिर विद्युत के प्रवाह के लिए डबल्यूपीजी को ट्रांसमिशन कनेक्टिविटी सीटीयू/एसटीयू द्वारा प्रदान की जा सकती है।

19. तकनीकी विनिर्देश

खरीदार व्यवसायिक रूप से स्थापित और परिचालनात्मक प्रौद्योगिकियों को बढ़ावा देंगे जिससे प्रौद्योगिकी जोखिम को कम किया जा सके और परियोजनाओं को समय पर चालू किया जा सके। स्थापित पवन टरबाइन की गुणवत्ता सुनिश्चित करने के लिए, समय-समय पर भारत सरकार, एमएनआरई द्वारा लाये गये मॉडल और विनिर्माण (आरएलएमएम) की संशोधित सूची में सूचीबद्ध टाइप पवन टरबाइन मॉडल को केवल देश में लगाने की अनुमति देती है। पवन विद्युत परियोजनाओं के विकास पर एमएनआरई द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुसार पवन परियोजनाएं विकसित की जाएंगी।

20. राज्य नोडल एजेंसियों की भूमिका

संबंधित राज्य सरकार द्वारा नियुक्त राज्य नोडल एजेंसी समयबद्ध तरीके से आवश्यक मंजूरी और प्रतिबंधों को सुविधाजनक बनाने के लिए आवश्यक सहायता प्रदान करेगी, ताकि निर्धारित समय-सीमा के भीतर परियोजनाओं को चालू किया जा सके। इसमें निम्नलिखित सुविधाएं शामिल हो सकती हैं:

- परियोजनाओं का तेजी से कार्यान्वयन करने के लिए विभिन्न राज्य सरकार और केंद्रीय एजेंसियों के बीच समन्वय।
- परियोजनाओं की कमीशनिंग के दौरान सहायता करना और परियोजनाओं की कमीशनिंग प्रमाणपत्र जारी करने की पुष्टि करने के लिए कमीशनिंग समिति का गठन करना।

21. प्रदर्शन की निगरानी

प्रत्येक पवन ऊर्जा परियोजना में प्रत्येक उपकरण पवन संसाधन डेटा और अन्य मौसम मापदंडों और बिजली के मापदंडों को लगातार प्रत्येक पवन टरबाइन से मापने के लिए आवश्यक उपकरणों को स्थापित करना होगा। उन्हें पवन टरबाइन के पूरे जीवन कार्य के प्रदर्शन की निगरानी के लिए राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान को ऑनलाइन पोर्टल के माध्यम से इस डेटा को पहुंचाना आवश्यक है।

22. दिशानिर्देशों में परिभाषित प्रक्रिया से विचलन

अगर इन दिशानिर्देशों और/या एसबीडीज से कोई विचलन हो तो उसके लिए उपयुक्त आयोग की मंजूरी लेना आवश्यक होगा। उपयुक्त आयोग इसकी मंजूरी देगा या बोली दस्तावेज में एक उचित समय सीमा में संशोधन करने को कहेगा जो 60 (साठ) दिन से ज्यादा नहीं होगी।

23. मध्यस्थता

सीईआरसी के उपयुक्त आयोग होने की स्थिति में कोई ऐसा विवाद उत्पन्न होने पर जिसमें किसी बदलाव या शुल्क की दरों के निर्धारण या शुल्क संबंधी कोई मामला शामिल हो, या जिससे शुल्क में आंशिक या पूर्ण रूप से बदलाव आता हो तो ऐसे विवाद का फैसला सीईआरसी द्वारा किया जाएगा। अन्य सभी विवादों का समाधान भारतीय मध्यस्थता और समझौता अधिनियम, 1996 के अंतर्गत पंच फैसले से किया जाएगा। एसईआरसी के उपयुक्त आयोग होने की स्थिति में सभी विवादों का समाधान एसईआरसी द्वारा किया जाएगा या एसईआरसी उन्हें मध्यस्थता से निपटाने के लिए भेज देगा।

24. दिशानिर्देशों के बारे में स्पष्टीकरण और संशोधन

अगर इन दिशानिर्देशों के किसी प्रावधान को लागू करने या दिशानिर्देशों की व्याख्या अथवा इनमें संशोधन में कोई अड़चन आती है तो नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय को इस बात का अधिकार है कि वह विद्युत मंत्रालय के परामर्श से यह कार्य पूरा करे। इस संबंध में सभी संबद्ध पक्ष किसी भी निर्णय को मानने को बाध्य होंगे।

शालिनी प्रसाद, अपर सचिव

MINISTRY OF POWER**RESOLUTION**

New Delhi, the 8th December, 2017

**Guidelines for Tariff Based Competitive Bidding Process for
Procurement of Power from Grid Connected Wind Power Projects**

No. 23/54/2017-R&R.—1. BACKGROUND

- 1.1. The wind power deployment in the country started in early 90s and with the conducive policy environment provided at Central and State level this segment has achieved the highest growth amongst the other renewable energy technologies. The present wind power installed capacity in the country is over 32.7 GW, providing around 9% of the total installed capacity. Globally India is at the 4th position in terms of wind power installed capacity after China, USA and Germany.
- 1.2. The Government of India has set an ambitious target of achieving 175 GW power capacity from renewable energy resources by 2022 and out of this 60 GW is to come from wind power.
- 1.3. The National Institute of Wind Energy (NIWE) assessed the wind power potential in the country to be over 302 GW at 100 meter above ground level. Most of this potential exists in seven windy States namely Andhra Pradesh, Gujarat, Karnataka, Madhya Pradesh, Maharashtra, Rajasthan and Tamil Nadu.
- 1.4. Earlier, the wind power was being procured by the Distribution Utilities at Feed-in-Tariff (FiT) determined by the respective State Electricity Regulatory Commission (SERC). FiT coupled with various incentives provided by the Central and State Government enabled the growth of the wind sector many folds since 2002. The country also has strong manufacturing base with annual capacity of around 10 GW.
- 1.5. One of the key objectives of the Electricity Act, 2003 is promotion of competition in the electricity sector. Section 63 of the Act provides for adoption of the tariff by the Appropriate Commission if the same has been determined through transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government. The National Electricity Policy, 2005 also provides for competition in the renewable energy sector to reduce the cost. The National Tariff Policy notified on 28 January 2016 also provides for encouraging procurement of renewable power through competitive bidding to reduce the tariff.
- 1.6. These Guidelines have been formulated for procurement of wind power through transparent process of bidding under Section 63 of the Act.

2. OBJECTIVES OF GUIDELINES

- 2.1. The objective of these Guidelines is to provide a framework for procurement of wind power through a transparent process of bidding including standardisation of the process and defining of roles and responsibilities of various stakeholders. These Guidelines aim to enable the Distribution Licensees to procure wind power at competitive rates in a cost effective manner.

3. APPLICABILITY OF GUIDELINES

- 3.1. These Guidelines are being issued under the provisions of Section 63 of the Electricity Act, 2003 for long-term procurement of electricity through competitive bidding process, by the 'Procurer(s)', from grid-connected Wind Power Projects ('WPP') having, (a) individual size of 5 MW and above at one site with minimum bid capacity of 25 MW for intra-state projects; and (b) individual size of 50 MW and above at one site with minimum bid capacity of 50 MW for inter-state projects.

Explanation:

- a) **Procurer(s):** The term 'Procurer(s)', as the context may require, shall mean the distribution licensee(s), or their Authorized Representative, or an Intermediary Procurer.
- b) **Authorised Representative of the Procurer(s):** In cases, where the distribution licensee(s), authorize any agency to carry out the tendering / bidding process on its behalf then the agency will be responsible for fulfilling all the obligations imposed on the 'Procurer(s)' during the bidding phase, in accordance with these Guidelines.
- c) **Intermediary Procurer**
- (i) In some cases, an intermediary, between the distribution licensee(s) and the Wind Power Generator(s) (WPG) may be required either to aggregate the wind power to be purchased from different generators and sell it to the distribution licensee(s) or to enhance the credit profile. In such cases, the 'Intermediary Procurer' is essentially a trader, buying power from the WPG(s) and selling the same to one or more distribution licensees and shall carry out the bidding as per provisions of these Guidelines.
 - (ii) The Intermediary Procurer shall enter into a Power Purchase Agreement (PPA) with the WPG(s) and also enter into a Power Sale Agreement (PSA) with the distribution licensee(s). The PSA shall contain the relevant provisions of the PPA on a back to back basis. The Intermediary Procurer may charge trading margin as notified by the Appropriate Commission or in the absence of such notification as mutually agreed with distribution licensee(s).
 - (iii) As long as the Intermediary Procurer has followed these Guidelines for procurement of wind power, the distribution licensee(s) shall be deemed to have followed these Guidelines for procurement of wind power.

3.2. Unless explicitly specified in these Guidelines, the provisions of these Guidelines shall be binding on the Procurer, Authorised Representative and Intermediary Procurer. The process to be adopted in event of any deviation proposed from these Guidelines is specified in Clause 22 of these Guidelines.

4. APPROPRIATE COMMISSION

4.1. Subject to the provisions of the Electricity Act, 2003, Appropriate Commission would be as under:

- a) In case the wind power projects supplying power to Distribution licensee(s) of one State, the Appropriate Commission, for the purpose of these bidding Guidelines, shall be the State Electricity Regulatory Commission of the concerned State where the distribution licensee(s) is located.
- b) In case the wind power projects supplying power to Distribution licensee(s) of more than one State, the Appropriate Commission, for the purpose of these bidding Guidelines, shall be the Central Electricity Regulatory Commission.
- c) For cases involving sale of wind power from generating companies owned or controlled by Central Government, the Appropriate Commission shall be the Central Electricity Regulatory Commission.

5. PREPARATION FOR INVITING BID AND PROJECT PREPAREDNESS

The Procurer shall meet the following conditions:

5.1. Bid Documentation:

- a) Prepare the bid documents in accordance with these Guidelines and Standard Bidding Documents (SBDs) [consisting of Model Request for Selection (RfS) Document, Model PPA and Model PSA], notified by the Central Government, except as provided in sub clause (c) below.
- b) Inform the Appropriate Commission about the initiation of the bidding process.
- c) Seek approval of the Appropriate Commission for deviations, if any, in the draft RfS, draft PPA, draft PSA (if applicable) from these Guidelines and/or SBDs, in accordance with the process described in Clause 22 of these Guidelines.
 - i. However, till the time the SBDs are notified by the Central Government, for purpose of clarity, if the Procurer while preparing the draft RfS, draft PPA, draft PSA and other Project agreements provides detailed provisions that are consistent with the Guidelines, such detailing will not be considered as deviations from these Guidelines even though such details are not provided in the Guidelines.
 - ii. Further, in case of an ongoing bidding process, if the bids have already been submitted by bidders prior to the notification of these Guidelines and/or SBDs, then if there are any deviations between these Guidelines and/or the SBDs and the proposed RfS, PPA, PSA (if applicable), the RfS, PPA and the PSA shall prevail.

5.2. Site-related project preparatory activities including clearances:

In order to ensure timely commencement of supply of electricity, the bidder would be required to submit documents in respect of matters as mentioned below, as per the time schedule specified in the bidding documents:

- a) Land acquisition: Identification of the 100% (hundred per cent) land at the time of bid submission and within 7 (seven) months of the execution of the PPA, submission of documents/ Lease Agreement to establish possession/ right to use 100 % (hundred per cent) of the required land in the name of the WPG or its Affiliate for a period not less than the complete term of PPA. In case the land is in the name of Affiliate³, the land should be transferred in the name of WPG prior to Scheduled Commissioning Date (SCD). Wherever leasing of private land is involved, the lease should allow transfer of land to the lenders or Procurer, in case of default of the WPG.
- b) No Objection Certificate (NOC)/ Environmental clearance (if applicable) for the Project.
- c) Forest Clearance (if applicable) for the land for the Project.
- d) A letter from State Transmission Utility (STU)/ Central Transmission Utility (CTU), as applicable, confirming technical feasibility of connectivity of the plant to STU/ CTU substation.
- e) Any other clearances (if any), as may be legally required.

6. BID STRUCTURE

6.1. Bid Size: The bids shall be designed in terms of total wind power capacity to be procured in MW. For intra-state projects a bidder shall be allowed to bid for a minimum 25 MW wind power projects with at least 5 MW project at one site and for inter-state projects a bidder shall be allowed to bid for a minimum 50 MW wind power project at one site. The Procurer may also choose to specify the maximum capacity that can be allotted to a single bidder including its Affiliates. The maximum capacity for single bidder or company or group of companies may be fixed by the Procurer keeping in mind factors such as economies of scale, land availability, expected competition and need for development of the market.

6.2. Bidding Parameters: For procurement of wind power, the tariff quoted by the bidder shall be the bidding parameter. The Procurer may specify a benchmark tariff and in that case bidder has to quote tariff not more than the benchmark tariff. The Procurer may select either of the following kinds of tariff based bidding: (a) fixed tariff in Rs./kWh for 25 years or more or (b) escalating tariff in Rs./kWh with pre-defined quantum of annual escalations fixed in Rs./kWh and number of years from which such fixed escalation will be provided. The Procurer may also opt for e-reverse auction for final selection of bidders, in such a case, this will be specifically mentioned in the notice inviting bids and bid document. The Procurer may disclose in the RfS, the prevailing incentives available to the WPGs.

7. POWER PURCHASE AGREEMENT

The draft PPA proposed to be entered into with the successful bidder and draft PSA (if applicable) shall be issued along with the RfS. Standard provisions to be incorporated as part of the PPA shall include *inter alia* the following, which, unless otherwise specified herein, shall be provided for on a back to back basis in the PSA:

7.1. PPA Period: As the PPA period influences the tariff by determining the period over which the investment is returned to the investor, longer PPA is favoured for lower tariffs. The PPA period should thus be not less than 25 years from the date of the SCD or from the date of full commissioning of the projects, whichever is earlier. The PPA may be further extended on such term and conditions as mutually agreed between the parties signing the PPA and approved by Appropriate Commission, provided the arrangements with the land and infrastructure owning agencies, the relevant transmission utilities and system operators permits operation of the Wind Power Project beyond the initial PPA period of 25 years.

7.2. Capacity Utilisation Factor (CUF):

- 7.2.1. The WPG will declare the annual CUF of its Project at the time of signing of PPA and will be allowed to revise the same once within first year of COD. Calculation of CUF will be on yearly basis from 1st April of the year to 31st March of next year. The declared annual CUF shall in no case be less than 22 percent. The variation permitted in wind power generation from the declared CUF value will be indicated in the RfS. The lower limit will, however, be relaxable to the extent of non-availability of grid for evacuation of wind power, which is beyond the control of the WPG. For the first year of operation of the project, the annual CUF shall be calculated for the complete year after COD of the Project. Subsequently, the annual CUF will be calculated every year from 1st April of the year to 31st March next year.

¹ **Affiliate** in relation to a Company shall mean a person who controls, is controlled by, or is under the common control with such Company. The expression 'control' shall mean the ownership, directly or indirectly, of more than 50% of the voting shares of such Company or right to appoint majority Directors.

7.2.2. In case the project supplies energy less than the energy corresponding to the minimum CUF, the WPG will be liable to pay to the Procurer, penalty for the shortfall in availability of energy. This will, however be relaxable to the extent of grid non-availability for evacuation, which is beyond the control of the WPG. The amount of such penalty will be in accordance with the terms of the PPA, which shall ensure that the Procurer is offset for all potential costs associated with low generation and supply of power under the PPA, subject to a minimum of 75% (seventy-five percent) of the cost of this shortfall in energy terms, calculated at PPA tariff. Penalties may be prescribed on the amount of shortfall, higher shortfall may attract higher penalties and vice-versa.

7.2.3. In case of availability of power more than the maximum CUF specified, WPG will be free to sell it to any other entity provided first right of refusal will vest with the Procurer(s). In case the Procurer purchases the excess generation, the same may be done at 75% of the PPA tariff, and provision to this effect shall be clearly indicated in the RfS document.

7.3. Repowering: The WPG will be free to re-power their plants during the PPA duration. However, the Procurer will be obliged to buy power only as per terms of PPA and any excess generation will be dealt as specified in clause 7.2 of these Guidelines.

7.4. Payment Security: The Procurer shall provide adequate payment security measures, as specified below:

7.4.1. Scenario 1: Direct procurement by Distribution licensee from WPG:

The Distribution licensee shall provide payment security to the WPG through:

- a) **Revolving Letter of Credit (LC)** of an amount not less than 1 (one) months' average billing from the Project under consideration;

AND

- b) **Payment Security Fund**, which shall be suitable to support payment for at least 3 (three) months' billing of all the Projects tied up with such fund;

- c) In addition to a) & b) above, the Procurer may also choose to provide **State Government Guarantee**, in a legally enforceable form, ensuring that there is adequate security to the WPG, both in terms of payment of energy charges and termination compensation, if any.

7.4.2. Scenario 2: Intermediary-Procurer procures from the WPG and sells to the Distribution licensee:

- a) **Payment Security by Intermediary Procurer to the WPG:** The Intermediary Procurer shall provide payment security to the WPG through:

- i. **Revolving Letter of Credit (LC)** of an amount not less than 1 (one) months' average billing from the Project under consideration;

AND

- ii. **Payment Security Fund**, which shall be suitable to support payment of at least 3 (three) months' billing of all the Projects tied up with such fund.

- b) **Payment Security by Distribution licensee to Intermediary Procurer:** The Distribution licensee shall provide payment security to the Intermediary Procurer through:

- i. **Revolving Letter of Credit (LC)** of an amount not less than 1 (one) months' average billing from the Project(s) under consideration;

AND

- ii. **State Government Guarantee**, in a legally enforceable form, such that there is adequate security, both in terms of payment of energy charges and termination compensation, if any. *[for the purpose of this clause, the Tri-Partite Agreement (TPA) signed between Reserve Bank of India, Central Government and State Government shall qualify as State Government Guarantee covering the security for payment of energy charges].* The Intermediary Procurer shall ensure that upon invoking this guarantee, it shall at once, pass on the same to the WPG, to the extent the payments to the WPG in terms of the PPA are due.

- iii. In addition to i) & ii) above, the Distribution licensee may also choose to provide **Payment Security Fund**, which shall be suitable to support payment of at least 3 (three) months' billing of all the Projects tied up with such fund.

It is hereby clarified that the State Government guarantee shall be invoked only after the Intermediary Procurer has been unable to recover its dues under the PPA by means of the Letter of Credit and the Payment Security Fund, if any.

7.5. Force Majeure: The PPA shall contain provisions with regard to *force majeure* definitions, exclusions, applicability and available relief on account of *force majeure*, as per the industry standards. The WPG shall intimate the Procurer about the occurrence of *force majeure* within 15 (fifteen) days of the start of the *force majeure* and the Procurer shall take a decision on his claim within 15 days of the receipt of the intimation.

Government of India from time to time issues order for waiver of inter-state transmission system (ISTS) charges and losses on transmission of wind power till a certain date. In case the SCD of wind project is before the date till above ISTS waiver is applicable, and if the commissioning of the wind project gets delayed beyond the applicable date of ISTS waiver due to force majeure event, the liability of transmission charges and losses would be shared between the WPG and procurer(s) in ratio of 50:50. However, in case the commissioning of the wind project gets delayed beyond the applicable date of ISTS waiver due to reasons attributable to the WPG the liability of transmission charges and losses would be of WPG.

7.6. Generation Compensation for Off-take Constraints: The Procurer may be constrained not to off-take the power scheduled by WPG on account of Grid unavailability or in the eventuality of a Back-down.

7.6.1. Generation Compensation in offtake constraints due to Grid Unavailability:

During the operation of the plant, there can be some periods where the plant can generate power but due to temporary transmission unavailability the power is not evacuated, for reasons not attributable to the WPG. In such cases the generation compensation shall be addressed by the Procurer in following manner:

Duration of Grid unavailability	Provision for Generation Compensation
Grid unavailability in a contract year as beyond 50 hours in a Contract Year as defined in the PPA:	$\text{Generation Loss} = [(\text{Average Generation per hour during the contract year}) \times (\text{number of hours of grid unavailability during the contract year})]$ <p>Where, Average Generation per hour during the contract year (kWh) $= \text{Total generation in the contract year (kWh)} \div 8766 \text{ hours less total hours of grid unavailability in a Contract year}$</p>

The excess generation by the WPG equal to this generation loss shall be procured by the Procurer at the PPA tariff so as to offset this loss in the succeeding 3 (three) Contract Years. (*Contract Year, shall be as defined in PPA.*)

As an alternative to the mechanism provided above in Clause 7.6.1, the Procurer may choose to provide Generation Compensation, in terms of PPA tariff, for the Generation loss as defined in Clause 7.6.1, and for Grid unavailability beyond 50 hours in a Contract Year as defined in the PPA.

7.6.2. Offtake constraints due to Backdown: The WPG and the Procurer shall follow the forecasting and scheduling process as per the regulations in this regard by the Appropriate Commission. The Government of India, as per Clause 5.2(u) of the Indian Electricity Grid Code (IEGC), encourages a status of 'must-run' to wind power projects. Accordingly, no wind power plant, duly commissioned, should be directed to back down by a Discom/ Load Dispatch Centre (LDC). In case such eventuality of Backdown arises, except for the cases where the Backdown is on account of events like consideration of grid security or safety of any equipment or personnel or other such conditions, the WPG shall be eligible for a Generation Compensation, from the Procurer, in the manner detailed below.

Duration of Backdown	Provision for Generation Compensation
Hours of Backdown during a monthly billing cycle.	$\text{Generation Compensation} = 50\% \times (\text{Average Generation during the month corresponding to the capacity backed down}) \times \text{PPA Tariff}$ <p>Where, Average Generation during the month corresponding to the capacity backed down (kWh) =</p> $(\text{CUF during the month}) \times \Sigma (\text{Backed down capacity in MW} \times \text{corresponding time of backdown in hours} \times 1000)$

The Generation Compensation as calculated above will be limited to the extent of shortfall in annual generation corresponding to the maximum CUF permitted as per clause 7.2.1 and the same will be settled on annual basis. No trading margin shall be applicable on this Generation Compensation.

Possible conditions for exclusion of Generation Compensation, on account of Backdown purposes, shall be clearly specified in the RfS and the PPA.

7.7. Event of Default and the Consequences thereof: While detailed provisions with regard to the event of default of the concerned parties and its resulting consequences shall be detailed in the SBDs, this clause lays down the broad principles of contractually dealing with the default of the WPG and the Procurers (excluding the Intermediary Procurer).

7.7.1. Generator Event of Default and the consequences thereof:

- a) In the event the generator is unable to commission the plant within the stipulated time period, or fails to supply power in terms of the PPA, or assigns or novates any of its rights or obligations contrary to the terms of the PPA, or repudiates the PPA, or effectuates a change in control or shareholding of its promoters in breach of the provisions of the PPA, or commits any other acts or omissions as laid down in the PPA and is also unable to cure any of the aforesaid within the cure period, as may be provided in the PPA, the generator shall be construed to be in default.
- b) Upon being in default, the WPG shall be liable to pay to the Procurer, damages, as detailed in the PPA. The Procurer shall have the right to recover the said damages by way of forfeiture of bank guarantee, if any, without prejudice to resorting to any other legal course or remedy.
- c) In addition to the levy of damages as aforesaid, in the event of a default by the WPG, the lenders shall be entitled to exercise their rights of substitution, in accordance with the substitution agreement provided in the PPA and in concurrence with the Procurer. However, in the event the lenders are unable to substitute the defaulting generator within the stipulated period, the Procurer may terminate the PPA and acquire the project assets for an amount equivalent to 90% of the debt due or less as mutually agreed, failing which, the lenders may exercise their mortgage rights and liquidate the project assets.

7.7.2. Procurer Event of Default and the consequences thereof:

- a) If the Procurer is in default on account of reasons including *inter alia* failure to pay the monthly and/or supplementary bills within the stipulated time period or repudiation of the PPA, the defaulting Procurer shall, subject to the prior consent of the WPG, novate its part of the PPA to any third party, including its Affiliates within the stipulated period.
- b) In the event the aforesaid novation is not acceptable to the WPG, or if no offer of novation is made by the defaulting Procurer within the stipulated period, then the WPG may terminate the PPA and at its discretion require the defaulting Procurer to either (i) takeover the project assets by making a payment of the termination compensation equivalent to the amount of the debt due and the 150% (one hundred and fifty per cent) of the adjusted equity as detailed in the PPA or, (ii) pay to the WPG, damages, equivalent to 6 (six) months, or balance PPA period whichever is less, of charges for its contracted capacity, with the project assets being retained by the WPG.
- c) In the event of termination of PPA, any damages or charges payable to the STU/CTU, for the connectivity of the plant, shall be borne by the Procurer.

7.8. Change in Law

7.8.1. In the event a change in Law results in any adverse financial loss/ gain to the WPG then, in order to ensure that the WPG is placed in the same financial position as it would have been had it not been for the occurrence of the change in Law, the WPG/ Procurer shall be entitled to compensation by the other party, as the case may be, subject to the condition that the quantum and mechanism of compensation payment shall be determined and shall be effective from such date as may be decided by the Appropriate Commission.

7.8.2. In these Guidelines, the term 'Change in Law' shall refer to the occurrence of the following events, after the last date of the bid submission, including (i) the enactment of any new law; or (ii) an amendment, modification or repeal of an existing law; or (iii) the requirement to obtain a new consent, permit or license; or (iv) any modification to the prevailing conditions prescribed for obtaining a consent, permit or license, not owing to any default of the WPG; or (v) any change in the rates of any taxes which have a direct effect on the Project. However, Change in Law shall not include any change in (a) taxes on corporate income or any change in any withholding tax on income or dividends; and (b) Custom duty on imported equipment.

8. BIDDING PROCESS

- 8.1. The Procurer shall call for the bids adopting a single stage two envelop bidding process to be conducted through Electronic mode (e-bidding). The procurer may also opt for e-reverse auction for final selection of bidders, in such a case, this will be specifically mentioned in the notice inviting bids and bid document. E-procurement platforms with a successful track record and with adequate safety, security and confidentiality features will be used.
- 8.2. The Procurer shall invite the bidders to participate in the RfS for installation of WPP(s) in terms of these Guidelines.
- 8.3. The bidding documents including the RfS, draft PPA and draft PSA (if applicable) shall be prepared by the Procurer in consonance with these Guidelines and the SBDs.
- 8.4. The Procurer shall publish the RfS notice in at least two national newspapers and its own website to accord wide publicity.
- 8.5. The Procurer shall provide opportunity for pre-bid conference to the prospective bidders, and shall provide written interpretation of the bid documents to any bidder which shall also be made available to all other bidders. All the concerned parties shall rely solely on the written communication. Any clarification or revision to the bidding documents shall be uploaded on the website of the Procurer for adequate information. In the event of the issuance of any revision or amendment of the bidding documents, the bidders shall be provided a period of at least 7 (seven) days therefrom, for submission of bids.

9. RFS DOCUMENT

The standard provisions to be provided by the Procurer in the RfS shall include the following:

9.1. Bid Responsiveness: The bid shall be evaluated only if it is responsive and satisfies conditions including *inter-alia* ~

- bidder or any of its Affiliates is not a willful defaulter to any lender
- there is no major litigation pending or threatened against the bidder or any of its Affiliates which are of a nature that could cast a doubt on the ability or the suitability of the bidder to undertake the project

9.2. Qualification requirements to be met by the bidders:

9.2.1. Technical Criteria: The Government would like to encourage competition by way of increased participation. However, in order to ensure proper implementation of the projects, the Procurer may choose to specify technical criteria such as past experience of the bidders, timely execution of projects, etc. Such criteria should be set after an assessment of the number of project developers that are expected to meet the criteria so that an adequate level of competition is achieved. Cut-off date for meeting the technical criteria should generally be kept as the end date of the financial year that is previous to the financial year in which the bid is being floated.

9.2.2. Financial Criteria:

a) Net-worth:

- (i) The Procurer shall specify financial criteria in the form of net-worth as a part of the qualification requirement. The net-worth requirement should be at least 20% of the Estimated Capital Cost for WPP for the year in which bids are invited.
- (ii) The net worth to be considered for the above purpose will be the cumulative net-worth of the bidding company or consortium together with the net-worth of those Affiliates of the bidder(s) that undertake to contribute the required equity funding and performance bank guarantees in case the bidder(s) fail to do so in accordance with the RfS.
- (iii) It is clarified that the net-worth to be considered for this clause will be the total net-worth as calculated in accordance with the Companies Act, 2013.

b) Liquidity: It is necessary that the bidder has sufficient cash flow/ internal accruals/ any bank reference to manage the fund requirements for the project. Accordingly, the Procurer may also stipulate suitable parameters such as annual turnover, internal resource generation, bank references/ line of credit, bidding capacity etc.

9.3. Quantum of the Earnest Money Deposit (EMD): Procurer will specify the quantum of the Earnest Money Deposit (EMD) in the form of a bank guarantee, to be furnished by the bidders. The EMD shall stand forfeited in the event of failure of the successful bidder to execute the PPA within the stipulated time period.

9.4. Compliance of FDI Laws by foreign bidders: In case a Foreign Company is selected as the successful bidder, it shall comply with all the laws and provisions related to Foreign Direct Investment in India.

10. BID SUBMISSION AND EVALUATION

- 10.1.** Formation of consortium by bidders shall be permitted, in which case the consortium shall identify a lead member which shall be the contact point for all correspondences during the bidding process. The Procurer may specify technical and financial criteria, and lock in requirements for the lead member of the consortium.
- 10.2.** The Procurer shall constitute committee for evaluation of the bids (Evaluation Committee), with at least three members, including at least one member with expertise in financial matters/ bid evaluation.
- 10.3.** The bidders may be required to submit non-refundable processing fee as specified in the RfS.
- 10.4.** The bidders shall be required to submit separate technical and price bids. Bidders shall also be required to furnish necessary bid-guarantee in the form of an EMD along with the bids.
- 10.5.** The technical bids shall be evaluated to ensure that the bids submitted meet the eligibility criteria set out in the RfS document on all evaluation parameters. Only the bids that meet the evaluation criteria set out in the RfS shall be considered for further evaluation on the price bids.
- 10.6.** The Procurer may hold a pre bid meeting to take feedback and to clarify important aspects of the bidding process.
- 10.7.** To ensure competitiveness, the minimum number of qualified bidders should be two. If the number of qualified bidders is less than two, even after three attempts of bidding, and the Procurer still wants to continue with the bidding process, the same may be done with the consent of the Appropriate Commission.
- 10.8.** The price bid shall be rejected, if it contains any deviation from the bid conditions. No clarifications shall normally be requested from bidders at this stage.
- 10.9. Bid evaluation methodology:** the comparison of bids shall be on the basis of the bidding criteria as specified in the RfS, i.e. the fixed tariff in Rs./kWh for 25 years or more, as the case may be; or the first year tariff in Rs./kWh in case of escalating tariff in Rs./kWh with pre-defined quantum of annual escalations fixed in Rs./kWh and number of years from which such fixed escalation will be provided. Ranking of the bidders will start from the bidder quoting the 'lowest tariff (L1)'.
- 10.10.** The detailed procedure for evaluation of the bid and selection of the bidder shall be provided for in the RfS.

11. INDICATIVE TIME TABLE FOR BID PROCESS

- 11.1.** In the bidding process, a minimum period of 30 (thirty) days shall be allowed between the issuance of RfS documents and the last date of bid submission. The indicative timetable for the bidding process is as below.

Time Table for Bid Process

Event	Time from Zero date
Date of issue of RfS and draft PPA and PSA (if applicable)	Zero date
Bid clarification, conferences, revision of RfS, etc.	**
RfS bid submission	30 - 45 days
Evaluation of bids and issue of Letter of Award	75 days
Signing of PPA	105 days

** In case of any change in RfS document, the Procurer shall provide Bidders additional time in accordance with clause 8.5 of these Guidelines.

Note: It is clarified that if the Procurer gives extended time for any of the events in the bidding process, on account of delay in achieving the activities required to be completed before the event, such extension of time shall not in any way be deviation from these Guidelines.

- 11.2.** In normal circumstances, the bidding process is likely to be completed in a period of 120 (one hundred and twenty) days.

12. CONTRACT AWARD AND CONCLUSION

- 12.1.** The PPA shall be signed with the successful Bidder/ Project Company or an SPV formed by the successful Bidder.
- 12.2.** After the conclusion of bidding process, the Evaluation Committee constituted for evaluation of RfS bids shall critically evaluate the bids and certify as appropriate that the bidding process and the evaluation has been conducted in conformity to the provisions of the RfS.

- 12.3.** For the purpose of transparency, the Procurer shall, after the execution of the PPA publicly disclose the name(s) of the successful Bidder(s) and the tariff quoted by them together with breakup into components, if any. The public disclosure shall be made by posting the requisite details on the website of the Procurer for at least 30 (thirty) days.
- 12.4.** Subject to provisions of the Act, the distribution licensee or the intermediary procurer, as the case may be, shall approach the Appropriate Commission for adoption of tariffs by the Appropriate Commission in terms of Section 63 of the Act.

13. BANK GUARANTEES

The WPG shall provide the following bank guarantees to the Procurer in terms of the RfS and the PPA:

- 13.1. Earnest Money Deposit (EMD)** to be fixed by the Procurer [but not to be more than 2% (two percent) of the Estimated Capital Cost for wind power project for the financial year in which the bids are invited], to be submitted in the form of a bank guarantee along with response to RfS.
- 13.2. Performance Bank Guarantee (PBG)** to be fixed by the Procurer [but not to be more than 5% (five percent) of the Estimated Capital Cost for wind power project for the financial year in which the bids are invited] to be submitted at the time of signing of the PPA. In addition to the other remedies, this PBG can be encashed to recover any damages/dues of the WPG in terms of the PPA. It is hereby clarified that the damages/dues recovered by the Intermediary Procurer by encashing the PBG, upon the default of the WPG under the PPA, shall be passed on by the Intermediary Procurer to the distribution licensee(s) in terms of the PSA.

14. FINANCIAL CLOSURE

- 14.1.** The WPG shall attain the financial closure in terms of the PPA, within 7 (seven) months from the date of execution of the Power Purchase Agreement.
- 14.2.** Failing the aforesaid, the Procurer shall encash the PBG unless the delay is on account of *force majeure*. An extension for the attainment of the financial closure can however be considered by the Procurer, on the sole request of the WPG, on payment of a penalty as specified in the PPA. This extension will not have any impact on the SCD. Any penalty paid so, shall be returned to the WPG without any interest on achievement of successful commissioning within the SCD.

15. MINIMUM PAID UP SHARE CAPITAL TO BE HELD BY THE PROMOTER

- 15.1.** The successful bidder, if being a single company, shall ensure that its shareholding in the SPV/project company executing the PPA shall not fall below 51% at any time prior to 1 (one) year from the COD (as defined in Clause 17), except with the prior approval of the Procurer. In the event the successful bidder is a consortium, then the combined shareholding of the consortium members in the SPV/project company executing the PPA, shall not fall below 51% at any time prior to 1 (one) year from the COD, except with the prior approval of the Procurer. However, in case the successful bidder shall be itself executing the PPA, then it shall ensure that its promoters shall not cede control⁴ till 1 (one) year from the COD, except with the prior approval of the Procurer. In this case it shall also be essential that the successful bidder shall provide the information about its promoters and their shareholding to the Procurer before signing of the PPA with Procurer.
- 15.2.** Any change in the shareholding after the expiry of 1 (one) year from the COD can be undertaken under intimation to Procurer.
- 15.3.** In the event the WPG is in default to the lender(s), lenders shall be entitled to undertake ‘**Substitution of Promoter**’ in concurrence with the Procurers.

16. COMMISSIONING

- 16.1. Part Commissioning:** Part commissioning of the Project shall be accepted by Procurer subject to the condition that the minimum capacity for acceptance of first part commissioning shall be 50% of Project Capacity or 50 MW, whichever is lower, without prejudice to the imposition of penalty, in terms of the PPA on the part which is not commissioned. However, in case of inter-state project, minimum capacity for acceptance of first part commissioning shall be at least 50 MW. A project of capacity 100 MW or less can be commissioned in maximum two parts. The projects with capacity more than 100 MW can be commissioned in parts of at least 50 MW each, with last part could be the balance capacity. However, the SCD will not get altered due to part-commissioning. Irrespective of dates of part commissioning, the PPA will remain in force for a period of 25 years from the SCD or from the date of full commissioning of the projects, whichever is earlier.

² The expression ‘control’ shall mean the ownership, directly or indirectly, of more than 50% of the voting shares of such Company or right to appoint majority Directors.

16.2. Early Commissioning: The WPG shall be permitted for full commissioning as well as part commissioning of the Project even prior to the SCD subject to availability of transmission connectivity and Long-Term Access (LTA). In cases of early part commissioning, till the achievement of full commissioning or SCD, whichever is earlier, the Procurer may purchase the generation, at 75% (seventy-five per cent) of the PPA tariff.

16.3. Commissioning Schedule: The Projects shall be commissioned within a period of 18 (eighteen) months from the date of execution of the PPA. However, if for some reasons, the scheduled commissioning period needs to be kept higher than that provided in these Guidelines, the Procurer can do the same at his end. Delay in commissioning, beyond the SCD shall involve penalties on the WPG, as detailed out in PPA.

17. COMMERCIAL OPERATION DATE (COD):

The Commercial Operation Date (COD) shall be considered as the actual date of commissioning of the project as declared by the Commissioning Committee constituted by SNA. In case of part commissioning COD will be declared only for that part of project capacity.

18. TRANSMISSION CONNECTIVITY

18.1. The WPP shall be designed for inter-connection with STU / CTU substation either directly or from pooling station where other projects also connected, through a dedicated transmission line at the appropriate voltage level, as may be specified by the Procurer.

18.2. The responsibility of getting Transmission Connectivity and LTA to the transmission system owned by the STU / CTU will lie entirely with the WPG and shall be at the cost of WPG.

18.3. The Inter-connection/ Metering Point, is the point at which energy supplied to the Procurer shall be measured, shall be the bus bar of the STU / CTU substation at which the wind power is injected in the transmission system of STU/CTU. For interconnection with grid and metering, the WPGs shall abide by applicable Grid Code, Grid Connectivity Standards, Regulations on Communication System for transmission of electricity and other regulations (as amended from time to time) issued by Appropriate Commission and CEA. The transmission of power up to the point of interconnection where the metering is done for energy accounting shall be the responsibility of the WPG at his own cost. All expenses including transmission charges (if any) and losses in relation to the transmission beyond the Metering Point shall be borne by the Procurer(s) except as provided under clause 7.5.

18.4. The WPGs shall comply CERC/SERC regulations on Forecasting, Scheduling and Deviation Settlement, as applicable and are responsible for all liabilities related to LTA and Connectivity.

18.5. The transmission connectivity to the WPG may be provided by the CTU/STU, as the case may be, prior to commissioning of the project on the request of the project developer, to facilitate testing and allow flow of infirm power generated into the grid to avoid wastage of Power.

19. TECHNICAL SPECIFICATIONS

Procurers shall promote commercially established and operational technologies to minimize the technology risk and to achieve the timely commissioning of the Projects. In order to ensure quality of wind turbines installed, only type certified wind turbine models listed in Revised List of Models and Manufactures (RLMM) brought out by MNRE from time to time, will be allowed for deployment in the country. The wind projects will be developed as per Guidelines issued by MNRE on Development of Onshore Wind Power Projects.

20. ROLE OF STATE NODAL AGENCIES

The State Nodal Agency appointed by respective State Government will provide necessary support to facilitate the required approvals and sanctions in a time bound manner so as to achieve commissioning of the Projects within the scheduled Timeline. This may include facilitation in the following areas:

- Coordination among various State and Central agencies for speedy implementation of projects.
- Support during commissioning of projects and constitute Commissioning Committee to verify commissioning of the projects and issue commissioning certificates.

21. PERFORMANCE MONITORING

All wind power projects shall install necessary equipment to continuously measure wind resource data and other weather parameters and electrical parameters from the each wind turbine. They are required to submit this data through online portal to National Institute of Wind Energy for monitoring the performance for the entire life of wind turbine.

22. DEVIATION FROM PROCESS DEFINED IN THE GUIDELINES

In case there is any deviation from these Guidelines and/or the SBDs, the same shall be subject to approval by the Appropriate Commission. The Appropriate Commission shall approve or require modification to the bid documents within a reasonable time not exceeding 60 (sixty) days.

23. ARBITRATION

In the event CERC is the Appropriate Commission, any dispute arises claiming any change in or regarding determination of the tariff or any tariff related matters, or which partly or wholly could result in change in tariff, such dispute shall be adjudicated by the CERC. All other disputes shall be resolved by arbitration under the Indian Arbitration and Conciliation Act, 1996. In the event SERC is the Appropriate Commission, then all disputes shall be adjudicated by the SERC or shall be referred for arbitration by the SERC.

24. CLARIFICATION AND MODIFICATION TO GUIDELINES

If any difficulty arises in giving effect to any provision of these Guidelines or interpretation of the Guidelines or modification to the Guidelines, Ministry of New & Renewable Energy is empowered to do the same in consultation with Ministry of Power. The decision in this regard shall be binding on all the parties concerned.

SHALINI PRASAD, Additional Secy.