

ಕರ್ನಾಟಕ ವಿಧಾನ ಪರಿಷತ್ತು

ಚುಕ್ಕೆ ಗುರುತಿಲ್ಲದ ಪ್ರಶ್ನೆ ಸಂಖ್ಯೆ : 1234
 ಸದಸ್ಯರ ಹೆಸರು : ಶ್ರೀ ಕೆ.ವಿ. ನಾರಾಯಣಸ್ವಾಮಿ (ವಿಧಾನ ಸಭೆಯಿಂದ ಚುನಾಯಿತರಾದವರು)
 ಉತ್ತರಿಸಬೇಕಾದ ದಿನಾಂಕ : 07-03-2022
 ಉತ್ತರಿಸುವ ಸಚಿವರು : ಮಾನ್ಯ ಇಂಧನ ಹಾಗೂ ಕನ್ನಡ ಮತ್ತು ಸಂಸ್ಕೃತಿ ಸಚಿವರು

ಪ್ರಶ್ನೆ	ಉತ್ತರ
ಅ) ಬೆಸ್ಕಾಂ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯಲ್ಲಿ ವಿದ್ಯುತ್ ದರ ಹೆಚ್ಚಿಸಲು ಮತ್ತು ಕಡಿಮೆ ಮಾಡಲು ಇರುವ ನಿಯಮಾವಳಿಗಳೇನು; (ಸುತ್ತೋಲೆ/ ನಿಯಮದ ಪ್ರತಿಯನ್ನು ನೀಡುವುದು)	<p>ಪ್ರತಿ ವರ್ಷವು ಬೆಂಗಳೂರು ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜು ಕಂಪನಿಯು ಜಕಾತಿ ದರ ಪರಿಷ್ಕರಿಸಲು ಅರ್ಜಿಯನ್ನು, ವಿದ್ಯುತ್ ಕಾಯಿದೆ-2003 ರ ಸೆಕ್ಷನ್ 61 ಮತ್ತು 62 ರ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ಹಾಗೂ ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುತ್ ಸುಧಾರಣಾ ಕಾಯಿದೆ 1999 ರ ಸೆಕ್ಷನ್ 27 ರ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ, KERC (ಟ್ಯಾರಿಫ್) ನಿಯಮಗಳ ಸಂಬಂಧಿತ ನಿಯಮಗಳೊಂದಿಗೆ KERC (ವಿದ್ಯುತ್ ವಿತರಣೆ ಮತ್ತು ರೀಟೇಲ್ ಮಾರಾಟಕ್ಕೆ ಜಕಾತಿಯನ್ನು ನಿರ್ಧರಿಸಲು ನಿಯಮಗಳು ಮತ್ತು ಷರತ್ತುಗಳು) ನಿಯಮಗಳು, 2006 ಮತ್ತು ಬಹು ವರ್ಷದ ಜಕಾತಿ ಆದೇಶ ಸಂಖ್ಯೆ. D/01/6 ದಿನಾಂಕ: 31-05-2006 ರ ಪ್ರಕಾರ ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗಕ್ಕೆ ಸಲ್ಲಿಸುತ್ತದೆ.</p> <p>ವಿದ್ಯುತ್ ಜಕಾತಿ ನಿರ್ಣಯವು ಮಾನ್ಯ ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗದ ವ್ಯಾಪ್ತಿಗೆ ಒಳಪಡುತ್ತದೆ. ಹಾಗೂ ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗವು, ವಿದ್ಯುತ್ ಕಾಯಿದೆ-2003, ರಾಷ್ಟ್ರೀಯ ಟಾರಿಫ್ ಪಾಲಿಸಿ ಮಾರ್ಗದರ್ಶನದಲ್ಲಿ ಜಕಾತಿಯನ್ನು ನಿರ್ಧರಿಸುತ್ತದೆ.</p> <p>ನಿಯಮಗಳ ಪ್ರತಿಯನ್ನು ಅನುಬಂಧ-1 ರಲ್ಲಿ ಒದಗಿಸಲಾಗಿದೆ.</p>
ಆ) ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್ ವಿದ್ಯುತ್ ಸಂಪರ್ಕ ನೀಡಲು ವಿಧಿಸುವ ಶುಲ್ಕಗಳ ವಿವರ ನೀಡುವುದು;	<p>ಬೆಂಗಳೂರು ವಿದ್ಯುತ್ ಕಂಪನಿ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯಲ್ಲಿ ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗದ "Conditions of Supply of Electricity of Distribution Licensee in the State of Karnataka" ಮತ್ತು "Recovery of Expenditure for Supply of Electricity" ನಿಯಮಾವಳಿಗಳ ಪ್ರಕಾರ ವಿದ್ಯುತ್ ಸಂಪರ್ಕ ಕಲ್ಪಿಸಲು ಪಡೆಯುತ್ತಿರುವ ಶುಲ್ಕಗಳ ವಿವರಗಳು:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ಭದ್ರತಾ ಠೇವಣಿ ಶುಲ್ಕದ ವಿವರಗಳನ್ನು ಅನುಬಂಧ-2ರಲ್ಲಿ ನೀಡಲಾಗಿದೆ. <p>ವಿದ್ಯುತ್ ಬಳಕೆಗಾಗಿ ಸರ್ವೀಸ್ ಲೈನ್ ಶುಲ್ಕದ ವಿವರಗಳು:</p>

ಕೋರಿರುವ ಹೊರ	ವಸೂಲು ಮಾಡಬಹುದಾದ ಮೊತ್ತ
3 ಕಿ.ವ್ಯಾ ವರೆಗೆ (3 ಕಿ.ವ್ಯಾ) ಒಳಗೊಂಡಂತೆ	ಶೂನ್ಯ
3 ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗಿಂತ ಹೆಚ್ಚು ಮತ್ತು 15 ಕಿ.ವ್ಯಾ ವರೆಗೆ (15 ಕಿ.ವ್ಯಾ) ಒಳಗೊಂಡಂತೆ	3 ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗಿಂತ ಹೆಚ್ಚಿನ ಹೊರಗಳಿಗೆ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗೆ ರೂ. 650.
15 ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗಿಂತ ಹೆಚ್ಚು ಮತ್ತು 25 ಕಿ.ವ್ಯಾ ವರೆಗೆ (25 ಕಿ.ವ್ಯಾ) ಒಳಗೊಂಡಂತೆ	15 ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗಿಂತ ಹೆಚ್ಚಿನ ಹೊರಗಳಿಗೆ ರೂ.7800 ರ ಜೊತೆಗೆ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗೆ ರೂ.1300.
25 ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗಿಂತ ಹೆಚ್ಚು ಮತ್ತು 35 ಕಿ.ವ್ಯಾ ವರೆಗೆ(35 ಕಿ.ವ್ಯಾ) ಒಳಗೊಂಡಂತೆ	25 ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗಿಂತ ಹೆಚ್ಚಿನ ಹೊರಗಳಿಗೆ ರೂ.20,800 ರ ಜೊತೆಗೆ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗೆ ರೂ.15,000.
35 ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗಿಂತ ಹೆಚ್ಚು ಮತ್ತು 150 ಕಿ.ವ್ಯಾ ವರೆಗೆ (150 ಕಿ.ವ್ಯಾ) ಒಳಗೊಂಡಂತೆ	ಕೋರಿರುವ ಸಂಪೂರ್ಣ ಹೊರಗೆ ಯುಜಿ/ಎಬಿ ಕೇಬಲ್ ಅನ್ವಯವಾಗುವಲ್ಲೆಲ್ಲಾ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗೆ ರೂ.8000 ಮತ್ತು ಒಹಚ್ (OH) ಮಾರ್ಗಗಳು ಅನ್ವಯವಾಗುವಲ್ಲೆಲ್ಲಾ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗೆ ರೂ.5800.


- ಬೆಂಗಳೂರು ಮಹಾನಗರ ಪಾಲಿಕೆ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯಲ್ಲಿ 3 ಕಿ. ವ್ಯಾ ಮೇಲಿನ ಲೋಡ್‌ಗಳಿಗೆ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗೆ ರೂ. 1000/- (Towards HT/LT UG Cble/ABC System shall be collected).

Abandoned ಬಡಾವಣೆಗಳಲ್ಲಿ ನಿರ್ಮಿಸಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ವಿದ್ಯುತ್ ಸಂಪರ್ಕ ಕಲ್ಪಿಸುವಾಗ ನಿವೇಶನಗಳ ಅಳತೆ ಹಾಗೂ ಗ್ರಾಹಕರು ಕೋರಿರುವ ವಿದ್ಯುತ್ ಭಾರಕ್ಕೆ ಅನುಸಾರವಾಗಿ ಬಿ.ಬಿ.ಎಂ.ಪಿ/ ಬಿ.ಡಿ.ಎ/ ಬಿ.ಎಂ.ಆರ್.ಡಿ.ಎ. / ದಾವಣಗೆರೆ/ ತುಮಕೂರು ಜಿಲ್ಲೆಯ ಸಿಟಿ ಕಾರ್ಪೊರೇಷನ್ ವ್ಯಾಪ್ತಿ, ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯತ್ ವ್ಯಾಪ್ತಿ, ಕಂದಾಯ ಭೂಮಿಗಳಲ್ಲಿ ಅಭಿವೃದ್ಧಿಪಡಿಸಿರುವ ವಸತಿ ಕಟ್ಟಡಗಳಿಗೆ ವಿದ್ಯುದೀಕರಣಗೊಳಿಸಲು ಮಾನ್ಯ ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗದ **Recoverable Amount** ಅನ್ನು 10ನೇ ತಿದ್ದುಪಡಿಯಲ್ಲಿಕಾರ್ಯಗತಗೊಳಿಸಿರುತ್ತದೆ.

<p>ಇ) ಬೆಂಗಳೂರಿನ ಸೋಲದೇವನಹಳ್ಳಿ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯಲ್ಲಿ ವಿದ್ಯುತ್ ಸಂಪರ್ಕಕ್ಕಾಗಿ ಜನವರಿ 2020 ರಿಂದ ಜನವರಿ 2022 ರವರೆಗೆ ವಿಧಿಸಲಾಗುತ್ತಿರುವ ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯ ಶುಲ್ಕದ ವಿವರ ನೀಡುವುದು; (ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ, ತಿಂಗಳುವಾರು ಮಾಹಿತಿ ನೀಡುವುದು)</p>	<p>ಬೆಂಗಳೂರಿನ ಸೋಲದೇವನಹಳ್ಳಿ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯು ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಪರಿಮಿತಿಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಿದ್ದರೂ, ಸಹ ಬಿಬಿಎಂಪಿ ಪರಿವ್ಯಾಪ್ತಿಗೆ ಒಳಪಡುವುದರಿಂದ ಸದರಿ ಗ್ರಾಮದಲ್ಲಿ ಜನವರಿ 2020 ರಿಂದ ಜನವರಿ -2022ರವರೆಗೆ ಕಡ್ಡಾಯವಾಗಿ ಮೂಲಭೂತ ಸೌಕರ್ಯಕ್ಕೆ ಭೂಗತ ಕೇಬಲ್ ಅಳವಡಿಸಿ ವಿದ್ಯುತ್ ಸಂಪರ್ಕವನ್ನು ಕಲ್ಪಿಸಲಾಗುತ್ತಿದೆ. ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುತ್ ನಿಯಂತ್ರಣಾ ಆಯೋಗದ (ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜಿಗಾಗಿ ವೆಚ್ಚದ ವಸೂಲಿ) (ROE) (ಹತ್ತನೆ ತಿದ್ದುಪಡಿ) ರ ಪ್ರಕಾರ ಸದರಿ ವಿವರಗಳನ್ನು ಅನುಬಂಧ-3 ರಲ್ಲಿ ಒದಗಿಸಲಾಗಿದೆ.</p>
<p>ಈ) ಎಬಿಸಿ ಕೇಬಲ್ ಅಳವಡಿಸಿರುವ ಕಡೆಗಳಲ್ಲಿ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋ ವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ ವಿಧಿಸಿರುವ ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯ ಶುಲ್ಕವೆಷ್ಟು; (ದಿನಾಂಕ: 10-01-2020 ರಿಂದ 31-01-2022 ರವರೆಗೆ)</p>	<p>ಬೆಂಗಳೂರು ವಿದ್ಯುತ್ ಕಂಪನಿ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯಲ್ಲಿ ಎಬಿಸಿ ಕೇಬಲ್ ಅಳವಡಿಸಿರುವ ಸ್ಥಳದಲ್ಲಿ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋ ವ್ಯಾಟ್ ವಿಧಿಸಿರುವ ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯದ ಶುಲ್ಕವನ್ನು ಮಾನ್ಯ ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುತ್ ನಿಯಂತ್ರಣಾ ಆಯೋಗದ (ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜಿಗಾಗಿ ವೆಚ್ಚದ ವಸೂಲಿ)(ROE) (ಹತ್ತನೆ ತಿದ್ದುಪಡಿ) ಕ್ಲಾಸ್ ನಂ. 3.2.3(iii)(a) (b),3.2.3 (iii)), 3.2.3(iv) ರ ಪ್ರಕಾರ ವಿಧಿಸಲಾಗಿದೆ.</p> <ul style="list-style-type: none"> • ಟೌನ್ ಮುನಿಸಿಪಾಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಷನ್ ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಮಿತಿಯಲ್ಲಿ 1200 ಚ.ಅಡಿ ಮತ್ತು ಅದಕ್ಕಿಂತ ಕಡಿಮೆ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ವಿದ್ಯುತ್ ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯವನ್ನು ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪಡಿಸಲು ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ. 16750/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ ರೂ. 16750/- • ಟೌನ್ ಮುನಿಸಿಪಾಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಷನ್ / ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಮಿತಿಯಲ್ಲಿ 1200 ಚ.ಅಡಿ ಮತ್ತು ಅದಕ್ಕಿಂತ ಹೆಚ್ಚಿನ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ವಿದ್ಯುತ್ ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯಗಳನ್ನು ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪಡಿಸಲು ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.50250/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ.ಗೆ ರೂ.16750/- • ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಮಿತಿಯ ಒಳಗೆ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.16500/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ.ಗೆ ರೂ.16500/- • ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯಿತಿ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯ ಹೊರಗೆ ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಹೊರಗೆ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ಮೇಲೆ ತಿಳಿಸಿರುವ ಬಡಾವಣೆಗಳನ್ನು ಹೊರತುಪಡಿಸಿ, ಕಂದಾಯ ನಿವೇಶನಗಳು ದಾರಿ ದಾಖಲೆಗಳಿಲ್ಲದ ಇತ್ಯಾದಿ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.16500/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ.ಗೆ ರೂ.16500/-.

ಉ)	ಮೂಲಸೌಕರ್ಯದ ಶುಲ್ಕ ಹೆಚ್ಚಳ ಮಾಡಲು ಮತ್ತು ಕಡಿಮೆ ಮಾಡಲು ಕಾರಣಗಳೇನು;	ಕೆ.ಇ.ಆರ್.ಸಿ ಯು ಹೊರಡಿಸಿರುವ ಕರ್ನಾಟಕ ರಾಜ್ಯ ಪತ್ರದ ದಿನಾಂಕ: ಕೆ.ಇ.ಆರ್.ಸಿ/ಆರ್.ಬಿ.ಇ/ಡಿಡಿಡಿ/03/2019-20/1200 ಬೆಂಗಳೂರು ದಿನಾಂಕ: 01.01.2020 ರಲ್ಲಿ ನಿಗದಿಪಡಿಸಿರುವಂತೆ ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯ ಶುಲ್ಕವನ್ನು ಪಾವತಿಸಿಕೊಳ್ಳಲಾಗುತ್ತಿದೆ. ಪ್ರತಿಯನ್ನು ಅನುಬಂಧ-4 ರಲ್ಲಿ ಒದಗಿಸಲಾಗಿದೆ.
ಊ)	ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯದ ಶುಲ್ಕ ಹೆಚ್ಚಳ ಮಾಡಲು ಮತ್ತು ಕಡಿಮೆ ಮಾಡಲು ಸಕ್ಷಮ ಪ್ರಾಧಿಕಾರದಿಂದ ಅನುಮತಿಯನ್ನು ಪಡೆಯಲಾಗುತ್ತಿದೆಯೇ; ಪಡೆಯಲಾಗಿದ್ದಲ್ಲಿ, ಅನುಮತಿ ಪತ್ರದ ಪ್ರತಿಯನ್ನು ನೀಡುವುದು;	ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುತ್ ನಿಯಂತ್ರಣಾ ಆಯೋಗದ ನಿಯಮಾವಳಿಯನುಸಾರ ನಿಗದಿತ ಶುಲ್ಕವನ್ನು ಮಾತ್ರ ಪಾವತಿಸಿಕೊಳ್ಳಲಾಗುತ್ತಿದ್ದು, ಯಾವುದೇ ಹೆಚ್ಚುವರಿಯಾಗಿ ಶುಲ್ಕವನ್ನು ಬೆಂಗಳೂರು ವಿದ್ಯುತ್ ಕಂಪನಿ ವತಿಯಿಂದ ಪಾವತಿಸಿಕೊಂಡಿರುವುದಿಲ್ಲ.
ಋ)	ನಿಯಮ ಬಾಹಿರವಾಗಿ ಗ್ರಾಹಕರಿಂದ ಹೆಚ್ಚುವರಿಯಾಗಿ ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯ ಶುಲ್ಕ ಪಡೆದಿರುವುದು ಸರ್ಕಾರದ ಗಮನಕ್ಕೆ ಬಂದಿದ್ದಲ್ಲಿ, ಈ ಬಗ್ಗೆ ಸರ್ಕಾರ ಕೈಗೊಂಡ ಕ್ರಮವೇನು; ನಿಯಮ ಬಾಹಿರವಾಗಿ ಗ್ರಾಹಕರಿಂದ ಹೆಚ್ಚುವರಿಯಾಗಿ ಪಡೆದ ಶುಲ್ಕವನ್ನು ಯಾವ ಕಾಲಮಿತಿಯಲ್ಲಿ ಹಿಂತಿರುಗಿಸಲಾಗುವುದು?	ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುತ್ ನಿಯಂತ್ರಣಾ ಆಯೋಗದ ನಿಯಮಾವಳಿಯನುಸಾರ ನಿಗದಿತ ಶುಲ್ಕವನ್ನು ಮಾತ್ರ ಪಾವತಿಸಿಕೊಳ್ಳಲಾಗುತ್ತಿದ್ದು, ಯಾವುದೇ ಹೆಚ್ಚುವರಿಯಾಗಿ ಶುಲ್ಕವನ್ನು ಬೆಂಗಳೂರು ವಿದ್ಯುತ್ ಕಂಪನಿ ವತಿಯಿಂದ ಪಾವತಿಸಿಕೊಂಡಿರುವುದಿಲ್ಲ.

ಸಂಖ್ಯೆ: ಎನರ್ಜಿ 47 ಇಬಿಎಸ್ 2022


(ವಿ ಸುನಿಲ್ ಕುಮಾರ್)
ಇಂಧನ ಹಾಗೂ ಕನ್ನಡ ಮತ್ತು
ಸಂಸ್ಕೃತಿ ಸಚಿವರು

PART-VII

TARIFF

Section 61. (Tariff regulations):

The Appropriate Commission shall, subject to the provisions of this Act, specify the terms and conditions for the determination of tariff, and in doing so, shall be guided by the following, namely:-

- (a) the principles and methodologies specified by the Central Commission for determination of the tariff applicable to generating companies and transmission licensees;
- (b) the generation, transmission, distribution and supply of electricity are conducted on commercial principles;
- (c) the factors which would encourage competition, efficiency, economical use of the resources, good performance and optimum investments;
- (d) safeguarding of consumers' interest and at the same time, recovery of the cost of electricity in a reasonable manner;
- (e) the principles rewarding efficiency in performance;
- (f) multi year tariff principles;
- ¹[(g) that the tariff progressively reflects the cost of supply of electricity and also, reduces cross-subsidies in the manner specified by the Appropriate Commission;]
- (h) the promotion of co-generation and generation of electricity from renewable sources of energy;
- (i) the National Electricity Policy and tariff policy;

Provided that the terms and conditions for determination of tariff under the Electricity (Supply) Act, 1948, the Electricity Regulatory Commission Act, 1998 and the enactments specified in the Schedule as they stood immediately

¹ Subs. by Act 26 of 2007, Sec. 10 [w.e.f. 15th June 2007].

before the appointed date, shall continue to apply for a period of one year or until the terms and conditions for tariff are specified under this section, whichever is earlier.

Section 62. (Determination of tariff): -- (1) The Appropriate Commission shall determine the tariff in accordance with the provisions of this Act for -

- (a) supply of electricity by a generating company to a distribution licensee;

Provided that the Appropriate Commission may, in case of shortage of supply of electricity, fix the minimum and maximum ceiling of tariff for sale or purchase of electricity in pursuance of an agreement, entered into between a generating company and a licensee or between licensees, for a period not exceeding one year to ensure reasonable prices of electricity;

- (b) transmission of electricity ;
- (c) wheeling of electricity;
- (d) retail sale of electricity;

Provided that in case of distribution of electricity in the same area by two or more distribution licensees, the Appropriate Commission may, for promoting competition among distribution licensees, fix only maximum ceiling of tariff for retail sale of electricity.

(2) The Appropriate Commission may require a licensee or a generating company to furnish separate details, as may be specified in respect of generation, transmission and distribution for determination of tariff.

(3) The Appropriate Commission shall not, while determining the tariff under this Act, show undue preference to any consumer of electricity but may differentiate according to the consumer's load factor, power factor, voltage, total consumption of electricity during any specified period or the time at which the supply is required or the geographical position of any area, the nature of supply and the purpose for which the supply is required.

(4) No tariff or part of any tariff may ordinarily be amended, more frequently than once in any financial year, except in respect of any changes expressly permitted under the terms of any fuel surcharge formula as may be specified.

(5) The Commission may require a licensee or a generating company to comply with such procedures as may be specified for calculating the expected revenues from the tariff and charges which he or it is permitted to recover.

(6) If any licensee or a generating company recovers a price or charge exceeding the tariff determined under this section, the excess amount shall be recoverable by the person who has paid such price or charge along with interest equivalent to the bank rate without prejudice to any other liability incurred by the licensee.

Section 63. (Determination of tariff by bidding process):

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.

Section 64. (Procedure for tariff order): -- (1) An application for determination of tariff under section 62 shall be made by a generating company or licensee in such manner and accompanied by such fee, as may be determined by regulations.

(2) Every applicant shall publish the application, in such abridged form and manner, as may be specified by the Appropriate Commission.

(3) The Appropriate Commission shall, within one hundred and twenty days from receipt of an application under sub-section (1) and after considering all suggestions and objections received from the public,

(a) issue a tariff order accepting the application with such modifications or such conditions as may be specified in that order;

(b) reject the application for reasons to be recorded in writing if such application is not in accordance with the provisions of this Act and the rules and regulations made thereunder or the provisions of any other law for the time being in force.

Provided that an applicant shall be given a reasonable opportunity of being heard before rejecting his application.

(4) The Appropriate Commission shall, within seven days of making the order, send a copy of the order to the Appropriate Government, the Authority, and the concerned licensees and to the person concerned.

(2) The licensee shall not, at any time, assign his licence or transfer his undertaking, or any part thereof, by sale, mortgage, lease, exchange or otherwise without the previous consent in writing of the Commission.

(3) A holder of a supply or transmission licence may, unless expressly prohibited by the terms of its licence, enter into arrangements for the purchase of electricity from,-

(a) the holder of a supply licence which permits the holder of such licence to supply energy to other licensees for distribution by them; and

(b) any person or generating company with the consent of the Commission.

(4) Any agreement relating to any transaction of the nature described in sub-sections (1), (2), or (3) unless made with, or subject to, such consent as aforesaid, shall be void.

26. Annual accounts of the licensee:- Every licensee shall unless expressly exempted by the licence, prepare and render to the Commission on or before the date in each year specified in the licence an annual statement or statements of accounts of its undertaking and of each separate business unit as specified in the licence made up to such date in such form and containing such particulars, as may be set out in the licence and it shall be a term of the licence that such statements shall be published in the manner specified by regulations.

PART VIII

TARIFFS AND FINANCING THE LICENSEES

27. Tariffs:- (1) The holder of each licence granted under this Act shall observe the methodologies and procedures specified by the Commission from time to time, in calculating the expected revenue from charges which it is permitted to recover pursuant to the terms of its licence and in designing tariffs to collect such revenues.

(2) The Commission shall, subject to sub-section (3), have the power to lay down methodology and the terms and conditions for determination of revenue of the licensee under sub-section (1) of this section and the determination of tariff in such other manner as the Commission considers appropriate and for doing so the Commission shall be guided by the following factors, namely:-

(a) the financial principles and their applications provided in sections 46, 57 and 57-A of the Electricity (Supply) Act, 1948 (54 of 1948) and in the sixth schedule thereto;

(b) in the case of the Board or its successor entities, the principles under section 59 of the Electricity (Supply) Act, 1948;

(c) that the tariff progressively reflects the cost of supply of electricity at an adequate and improving level of efficiency;

(d) the factors which would encourage efficiency, economical use of the resources, good performance and optimum investments and other matters which the Commission considers appropriate for the purpose of this Act; and

(e) the interest of the consumers are safeguarded and at the same time, the consumers pay for the use of electricity in a reasonable manner based on the average cost of supply of energy;

(f) the electricity generation, transmission, distribution and supply are conducted on commercial principles

(g) national and state power plans formulated by the Central or State Government, as the case may be :

Provided that the contracts concluded by the Government of Karnataka and/or the Board with generation and transmission companies prior to commencement of the Act shall be deemed to have been approved by the Commission under the provisions of this Act and shall be given effect by the Commission.

(3) Where the Commission departs from factors specified in the sixth schedule to the Electricity (Supply) Act, 1948 (Central Act 54 of 1948) while determining revenue of the licensee and tariffs, it shall record the reasons therefor in writing.

(4) Any methodology or procedure specified by the Commission under sub-sections (1), (2) (3) above shall be to ensure that the objectives and purposes of the Act are duly achieved.

(5) Any tariff implemented under this Act,-

(a) shall not show undue preference to any consumer of electricity, but may differentiate according to the consumer's load factor, power factor, and total consumption of energy during any specified period or the time at which supply is required, or the geographical position of any area, the nature of the supply and the purpose for which the supply is required; or

paying capacity of category of consumers and need for cross-subsidisation; and

(b) shall be just and reasonable and be such as to promote economic efficiency in the supply and consumption of electricity; and

(c) shall satisfy all other relevant provisions of the Act, regulations and conditions of the license.

(6) The Commission also shall endeavour to fix tariff in such a manner that, as far as possible, similarly placed consumers in different areas pay similar tariff.

(7) Every licensee shall provide to the Commission, at such time and in such manner, as may be specified in the regulations, full details of its calculations for the ensuing financial year of the expected aggregate revenue from charges which it believes to have been permitted to recover pursuant to the terms of its licence and such further information as the Commission may reasonably require to assess such calculations. Within ninety days of the date on which the licensee has furnished all the information, the Commission shall notify either-

(a) that it accepts the licensee's revenue calculations and tariff proposals; or

(b) that it does not consider the licensee's revenue calculations and tariff proposals to be in accordance with the methodology or procedure prescribed, and such notice shall-

(i) specify fully the reasons why the Commission considers that the revenue calculations or tariff proposals furnished do not comply with the methodology, specified procedure or are incorrect;

(ii) propose a modification or an alternative calculation of the expected revenue from charges, which the licensee shall accept.

(8) The Commission may, at the time of notifying the decision under sub-section (7) or within fifteen days of such decision, determine whether the tariff charged by the licensee is required to be modified and if so, require the licensee to modify the tariff for any part thereof.

(9) Each holder of the supply license shall publish in a daily newspaper having circulation in the area of supply and make available to the public on request, the tariff for supply of electricity within the area of supply and such tariff shall take effect only after seven days from the date of such publication.

(10) No tariff or part of any tariff implemented under sub-section (5) may be amended more than once in any financial year, except in respect of any charges expressly permitted under the terms of any fuel surcharge formula as may be approved by the Commission. At least three months before the proposed date for implementation of any tariff or amendment to a tariff, the licensee shall provide details of the proposed tariff or amendment to a tariff to the Commission, together with such further information as the Commission may require to determine whether the tariff or amended tariff would satisfy the provisions of subsection (5). If the commission considers that the proposed tariff or amended tariff of a licensee does not satisfy any of the provisions of subsection (5), it shall within sixty days of receipt of all the information which it required, and after consultation with the Commission Advisory Committee and the licensee, notify the licensee that the proposed tariff or amended tariff is unacceptable to the Commission and it shall provide to the licensee an alternative tariff or amended tariff which shall be implemented by the licensee. The Commission shall notify its decision on the proposed amended tariff within ninety days of receipt of all information.

(11) The licensee shall not amend any tariff unless the amendment has been approved by the Commission and the amended tariff is published in the manner provided under sub-section (9).

(12) Notwithstanding anything contained in sections 57-A and 57-B of the Electricity (Supply) Act, 1948 (54 of 1948), no Rating Committee shall be constituted after the date of commencement of this Act and the Commission shall secure that the licensee comply with the provisions regarding the charges for the sale of electricity, both wholesale and retail, and for connection to, and use of, their assets or system in accordance with the provisions of this Act.

Explanation.- (a) In this section "the expected revenue from charges" means the total revenue which the KPTC or the licensees are expected to recover from charges for the level of forecast supply used in the determination under sub-section (7), in any financial year, in respect of goods or services supplied to customers.

(b) "tariff" means a schedule of standard prices or charges for specified services which are applicable to all such specified services provided to the type of customers specified in the tariff published.

28. Finances of the Licensees.- (1) The State Government may, with the approval of the State Legislature, from time to time, make

KARNATAKA ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

KERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff for Distribution and Retail Sale of Electricity) Regulations, 2006

Notification No. D/01/6 dated 31st May 2006

Preamble: Whereas section 31 of the Electricity Act, 2003 (No. 36 of 2003) empowers the Commission to make regulations in pursuance of the Act, specially the term, conditions and mode of determination of tariff and shall be guided by Section 30 (a) to (f) of the Act and the provisions of other in it, like the National Electricity Policy and the Tariff Policy of Central Government under section 3 of the Act, the Commission has issued the National Electricity Policy on 12.07.2005 and the Tariff Policy on 12.07.2005.

Whereas the tariff policy, various norms for operation, transmission and distribution of electricity have been specified, the Policy specifies Multi Year Tariff (MYT) approach to be adopted. Further, it is indicated in the Policy that operating norms of transmission network will be fixed by the KERC and it uniformly approach the norms of Regulator (ROR) should realize the approach regarding the rate of return on equity for distribution sector if it stated in the policy then it will be desirable to give effect to same through ROR.

Whereas the determination of operating norms, return on equity, service standards etc. by the KERC, the Commission considered necessary to notify the term and conditions for determination of tariff for distribution and retail supply of electricity to give effect to the Tariff Policy. Accordingly these Regulations

in exercise of powers conferred on it by Section 41 read with Section 181 of the Electricity Act 2003 (No. 36 of 2003), the Karnataka Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations, namely:

Chapter - I

Preliminary

1. Short title and Commencement

(1) These regulations may be called 'The Karnataka Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff for Distribution and Retail Sale of Electricity) Regulations, 2006'.

(2) These regulations shall be in force from the date on which they are notified in the Official Gazette and shall apply to the distribution and retail sale of electricity within the State of Karnataka.

(3) With respect to the distribution of electricity in the State and for use of electricity for domestic purposes, the Commission may fix only the maximum tariff for retail sale of electricity.

(4) These regulations shall come into force from the date of their notification in the Official Gazette.

2. Definitions

(1) In these regulations, unless the context otherwise requires:-

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

(b) "Amortisation Allowance Requirement" (AAR) means the amortisation requirement of the assets pertaining to the licensed utility, for a financial year, which would be permitted to be recovered through additional charges by the Commission;

(c) "Fiscal Year" means the financial year immediately preceding the first year of the Control Period;

(d) "CEERC" means the Central Electricity Regulatory Commission established under Section 76 of the Act;

(e) "Commission" means the Karnataka Electricity Regulatory Commission;

(f) "Conduct of Business Regulations" means the Kamataka Electricity Regulation Commission (hereinafter referred to as "Commission") regulations made from time to time.

(g) "Consumer Protection" means the protection of the interests of the consumer of electricity in the generation, transmission, distribution and supply of electricity, including the protection of the interests of the consumer of electricity in the distribution of electricity.

(h) "Controlled" means the control of the generation, transmission, distribution and supply of electricity in the distribution of electricity.

(i) "Distribution" means the distribution of electricity.

(j) "Electricity" means the electricity generated, transmitted, distributed and supplied in the distribution of electricity.

(k) "Electricity supply" means the supply of electricity in the distribution of electricity.

(l) "Electricity supply" means the supply of electricity in the distribution of electricity.

(m) "Electricity supply" means the supply of electricity in the distribution of electricity.

(n) "Electricity supply" means the supply of electricity in the distribution of electricity.

(o) "Electricity supply" means the supply of electricity in the distribution of electricity.

(p) "Electricity supply" means the supply of electricity in the distribution of electricity.

(q) "Electricity supply" means the supply of electricity in the distribution of electricity.

(r) "Electricity supply" means the supply of electricity in the distribution of electricity.

avail of the services to the fullest extent possible for
whenever the facility and any other facilities owned
by the service provider to such agreement.

(1) "Open Access" means the right of any person to use the
facilities to receive, apply or distribute information from
the facilities, or to use the facilities to apply, and the
provision of such information, and the facilities, and the
facilities, and the facilities, and the facilities, and the facilities,

(2) "Open Access" means the right of any person to use the
facilities to receive, apply or distribute information from
the facilities, or to use the facilities to apply, and the
provision of such information, and the facilities, and the facilities,

(3) "Open Access" means the right of any person to use the
facilities to receive, apply or distribute information from
the facilities, or to use the facilities to apply, and the
provision of such information, and the facilities, and the facilities,

(4) "Open Access" means the right of any person to use the

(5) "Open Access" means the right of any person to use the
facilities to receive, apply or distribute information from
the facilities, or to use the facilities to apply, and the
provision of such information, and the facilities, and the facilities,

(6) "Open Access" means the right of any person to use the
facilities to receive, apply or distribute information from
the facilities, or to use the facilities to apply, and the
provision of such information, and the facilities, and the facilities,

(7) "Open Access" means the right of any person to use the
facilities to receive, apply or distribute information from
the facilities, or to use the facilities to apply, and the
provision of such information, and the facilities, and the facilities,

(8) "Open Access" means the right of any person to use the
facilities to receive, apply or distribute information from
the facilities, or to use the facilities to apply, and the
provision of such information, and the facilities, and the facilities,

UNITED STATES DEPARTMENT OF JUSTICE

Memorandum for the Director

Re: [Illegible]

[Illegible]

[Illegible]

[Illegible]

[Illegible]

[Illegible]

[Illegible]

[Illegible]

[Illegible]

[Illegible]

Distribution Licensee shall be negotiated between the Distribution Licensee and the Supply Basis. The Supply Basis shall be:

2.3 Filing under the MYT Framework

Every Distribution Licensee shall file an application for approval of Asset and Liabilities under the MYT framework for the Control Period commencing from FY 03. The filing for the Control Period shall be made by the licensee within a period not less than 120 days before the closing of the financial year. The filing shall be in the form of a General and/or an Annual Report in the form specified in the HFC (Form) along along with Yearly Schedule for each year of the Control Period and complying with the schedule for determination of ARR as per the schedule specified in the

2.4 Control Period

The first Control Period under the MYT framework shall be a period of a year commencing from FY03. Thereafter, each Control Period shall be a period of a year or a financial year or such other period as may be specified by the Commission in line to time.

2.5 Contents of MYT Filing

2.5.1 **ARR for Distribution Business:** The ARR for Distribution Business under the MYT framework shall contain the following:

- a. The Operation and Maintenance (O&M) costs which include employee related costs, repairs & maintenance costs, and administrative & general costs estimated for the Base Year in complete detail together with the forecast for each year of the Control Period based on the norms proposed by the Distribution Licensee including inflation and other appropriate mechanisms;
- b. Detailed scheme/project-wise Capital Investment Plan with a capitalization schedule covering each year of the Control Period;

c. A proposal for appropriate capital structure to meet the capital investment plan with all of its costs including interest cost and other return on capital.

d. Name of Distribution (asset, order, and level) of each year of the Control Period for the purpose of incentive / constraint. The Distribution Committee shall file a proposal of the tax return to support of (a) (b) (c) and (d) and shall file a report of the year of the Control Period, together with the proposed studies to justify the use of the distribution.

e. Details of distribution and distribution schedule for each year of the Control Period.

f. Description of executive compensation program for each year.

g. Details of plan of financing.

h. Any other relevant information.

i. Description of working capital in the plan.

j. Procedures for handling distribution requests.

k. Procedures for handling distribution requests.

l. Description of the plan of distribution of the company's net income and other financial data.

m. Any other information or information requested.

2. The Board shall study and approve the plan and shall file a report with the Board.

3. The Board shall file a report with the Board.

4. The Board shall file a report with the Board.

5. The Board shall file a report with the Board.

6. The Board shall file a report with the Board.

2.5.3 Capital Investment Plan.

The Distribution Company shall file a Capital Investment plan for consideration of approval of the MYT for the first Central Period.

2.5.4 Perspective Plan

The Distribution Company shall file a perspective plan of an objective type filed on 11 April, 1999 year ending at the end of the Central Period.

The perspective plan in the first instance shall for a period of five years commencing from 2007-08 to 2011-12, so as to coincide with the 11th plan period. Thereafter, the perspective plan shall be for a period of 5 years.

The perspective plan for the central period shall include a certain amount of research, R & D, to improve efficiency and to cater for the needs of the area in accordance with the Director's Directions issued in respect of capital investment programme and to be consistent with the Government's Lead Research.

Filed to the Chief Executive Officer for the first Central Period may be filed in accordance with the MYT lines for AWR of the first Central Period.

2.6 The MYT Approach

The MYT framework shall be based on the following approach for calculation of ERC and ARR:

2.6.1 Base Year:-

Value for the Base Year of the Control Period will be determined based on the un-audited accounts available, best estimate for the relevant years and other factors considered appropriate by the Commission, and after applying the rules for determining the creditable or uncreditable nature of various items. The Commission will not normally review the performance target during the Control period.

2.6.2 Targets:

Large wildlife populations that are essential to the sustainability of the wildlife management plan should be monitored. The following are the targets for the wildlife management plan:

- 1. The number of large wildlife populations should be maintained at or above the minimum viable population level.
- 2. The number of large wildlife populations should be maintained at or above the minimum viable population level.
- 3. The number of large wildlife populations should be maintained at or above the minimum viable population level.

2.6.3 Wildlife Management Plan (WMP) Implementation

The implementation of the WMP should be monitored and reported. The following are the implementation targets for the WMP:

- 1. The WMP should be implemented in accordance with the approved plan.
- 2. The WMP should be implemented in accordance with the approved plan.
- 3. The WMP should be implemented in accordance with the approved plan.
- 4. The WMP should be implemented in accordance with the approved plan.
- 5. The WMP should be implemented in accordance with the approved plan.
- 6. The WMP should be implemented in accordance with the approved plan.
- 7. The WMP should be implemented in accordance with the approved plan.
- 8. The WMP should be implemented in accordance with the approved plan.
- 9. The WMP should be implemented in accordance with the approved plan.
- 10. The WMP should be implemented in accordance with the approved plan.

2.6.4 Reporting

The implementation of the WMP should be reported to the relevant authorities. The following are the reporting targets for the WMP:

- 1. The WMP should be reported to the relevant authorities in accordance with the approved plan.
- 2. The WMP should be reported to the relevant authorities in accordance with the approved plan.
- 3. The WMP should be reported to the relevant authorities in accordance with the approved plan.

application with respect to (i) effects and (2) safety and fitness as may be determined upon a proper determination, within 10 days of the receipt of the complete application, an Order containing information necessary for the applicant to amend the approved AFR for the control period.

2.7.3 The Commission shall review the Proposed Substitution application in accordance with the procedures set forth in the Code of Federal Regulations.

2.8 Annual Review of Performance

2.8.1 The Commission shall be required to report to the public on its performance by determining the Control Period objectives and all other information administratively or otherwise available within 120 days of the close of each financial year in the Control Period. The Commission shall submit information as may be requested by the Commission from time to time to assess the accuracy and completeness of information in the period under review from the approved record.

2.8.2 The Commission may, as a result of additional information not previously known or available to it at the time of approval of the MYI framework for the Control Period, apply or grandfather the AFR and LRC for the remainder of the control period, as part of an annual performance review.

2.8.3 The Commission may, in a report or additional information not previously known or available to it at the time of approval of the record under the MYI framework for the Control Period, either suo motu or on application made by any interested party, modify the approved record of AFR and LRC for the remainder of the control period as part of the annual performance review.

2.8.4 The Commission shall review an application made under 2.8.2 and 2.8.3 above in the same manner as the original application for determination of AFR and LRC and upon completion of such review, either approve the

proposed costs, factors with which the licensee shall comply with the objectives of the regulatory framework shall be provided for in writing.

2.17 The scope of the annual performance review shall be a comprehensive review of the performance of the licensee with the approved forecast of A&R and ERC. Upon completion of annual performance review, the licensee shall provide a written report:

a) Any financial factors or other economic factors which in the past performance review were identified as being in breach of the approved forecast shall be identified and the licensee shall explain the model and the way which has been used to predict the future performance.

b) The approved forecast shall be compared to the licensee's actual performance and the reasons for the difference shall be explained.

c) The approved forecast shall be compared to the licensee's actual performance and the reasons for the difference shall be explained.

d) The approved forecast shall be compared to the licensee's actual performance and the reasons for the difference shall be explained.

2.9 Annual Determination of Tariff

2.9.1 An application for determination of tariff for any financial year shall be made by the licensee not less than 120 days before the commencement of each financial year in the form specified in KERC (Tariff) Regulations having regard to the following:

a) The approved forecast of A&R and ERC for such financial year, including approved modifications, if any.

b) Approved gains and losses to be passed through in tariffs following annual performance reviews.

2.9.2 The application for determination of tariff shall include Surcharges and wholly charge to be determined under upon agreed by following the methodology specified in these Regulations.

2.9.3 Application for determination of limit for the period of the first control
Periodically carried by the distribution of lenses along with the working
of the first control period.

2.9.4 The combination of all cases of tariff control following the procedure
prescribed in KEROP Part 1. Regulation of the KEROP, Regulation and
Control of the handling of regulations.

3.2.2 For the purpose of determining the power purchase requirement of the Distribution Licensee for a particular period, the Commission shall adopt the value of the cost of fuel and exchange for fuel and power production and plant up allowed by the Commission.

3.2.3 A generation facilities level shall be crossed up by a unit of a level of LDC. The Commission shall in the Authority may be allowed power purchase quantity.

3.2.4 Values of the variable cost will be allowed to be set in the contract. The Commission shall in the Authority may be allowed power purchase quantity. The Commission shall in the Authority may be allowed power purchase quantity.

3.2.4 All power purchase cost will be considered as a cost of power purchase. It shall be determined that the cost of fuel and exchange for fuel and power production and plant up allowed by the Commission.

3.2.5 Power purchase cost, to the extent explicitly not allowed by the Commission, shall not be included in the power purchase cost. However, in the case of existing PPAs which provide for payment of foreign exchange rate variation, the same shall be allowed to be included in the power purchase cost during the currency of such contracts.

3.2.6 Power purchase cost, to the extent explicitly not allowed by the Commission, for various reasons shall not be included in the power purchase cost.

3.3 Transmission charges and SLDC charges

3.3.1 The Distribution Licensee shall be allowed to recover transmission charges payable to a transmission licensee or access to and use of interstate transmission system in accordance with the tariff approved by the Commission.

3.3.2 The contribution to interest shall not be allowed to exceed the sum of the expenses of the appropriate level.

(1) The expenses of the appropriate level are:

(a) the interest on the loans made by the appropriate level of government to the borrower;

(b) the interest on the loans made by the appropriate level of government to the appropriate level of government which in turn has loaned the money to the borrower;

(c) any other interest on loans made by the appropriate level of government.

3.4 Treatment of miscellaneous losses

3.4.1 The interest on the loans made by the appropriate level of government to the borrower shall not be allowed to exceed the sum of the expenses of the appropriate level of government, less the interest on the loans made by the appropriate level of government to the appropriate level of government which in turn has loaned the money to the borrower.

3.4.2 The interest on the loans made by the appropriate level of government to the appropriate level of government shall not be allowed to exceed the sum of the expenses of the appropriate level of government.

3.4.3 The interest on the loans made by the appropriate level of government to the appropriate level of government shall not be allowed to exceed the sum of the expenses of the appropriate level of government, less the interest on the loans made by the appropriate level of government to the appropriate level of government which in turn has loaned the money to the appropriate level of government.

3.4.4 The interest on the loans made by the appropriate level of government to the appropriate level of government shall not be allowed to exceed the sum of the expenses of the appropriate level of government, less the interest on the loans made by the appropriate level of government to the appropriate level of government which in turn has loaned the money to the appropriate level of government.

3.5 Capital Investment:

Sufficient to provide the debt by the Commission, the actual expenditure incurred on capital investment will form the basis for determination of Admitted cost of debt in the period for which it pertains subject to existing norms for such capital projects.

Note: While allowing the capital cost, the Commission would ensure that these are reasonable and to achieve this objective, requisite benchmark on capital costs would be evolved by the Commission.

3.6 Debt-Equity Ratio:

3.6.1 For financial viability, the capital cost of projects and Debt-Equity Ratio of 2:1 would be maintained. The debt-equity ratio is a ratio of the total value of debt or obligation of liability against the equity in terms of the amount that should be raised in form of money and the weighted average rate of interest payable on weighted average level of the debt term debt component of the project after deduction of the tax benefits of the allowed rates and taking into account the cost of debt in structuring and if any, in case of equity below the normative level, the actual equity would be used for determination of Return on Equity in terms of capital cost.

3.6.2 Debt including debt free shall be structured with a view to reduce the tariff. Savings in cost on account of sub-optimal structuring of debt shall be allowed to be shared by 1:1 ratio between the Commission and the State in the ratio of 70:30 during the first Control Period and in such proportion as may be decided by the Commission in the subsequent Control periods.

3.7 Interest on loan Capital

3.7.1 Interest on loan capital will be computed loan wise on the loans availed in the manner indicated in sub-clause 3.6 above.

3.7.2 The loan cost shall in terms of 14.25% shall be worked out as the gross loan minus ~~any~~ **any** ~~tax~~ **taxative** ~~benefit~~ **benefit** as admitted by the Commission up to

3.1.3.7 The replacement in the period of 10000 hours shall be worked out on a relative basis.

3.1.8 In case any unit for any period is covered by the old machine, the depreciation provided for it will be determined by year's depreciation shall be provided as replacement during the 30 year period. As it is not possible to do so, the depreciation shall be provided on a relative basis.

3.1.9 In case of change in value of any asset, the depreciation shall be provided on a relative basis. Where there is not a suitable machine, the depreciation shall be provided on a relative basis. In case of change in value of any asset, the depreciation shall be provided on a relative basis. In case of change in value of any asset, the depreciation shall be provided on a relative basis.

3.2 Depreciation

3.2.1 Depreciation shall be provided in the following manner:

- a) The rate of depreciation shall be 10% of the historical cost of the asset.
- b) Depreciation shall be calculated on a straight line basis over the useful life of the asset and the rate prescribed in Appendix-7 to the Constitution.
- c) The residual value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to a maximum of 90% of the historical cost of the asset. Land, building, etc. and its cost shall be excluded from the capital cost while computing 20% of the historical cost of the asset.

3.2.2 Depreciation shall be charged to the 1st year of operation. In case of break down of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro rata basis.

3.2.3 The above said rate of depreciation shall be applicable both for the purpose of gift as well as accounting.

3.8.4 The Contractor shall pay interest on the amount of the advance payment for the amount of the advance payment. The amount of the advance payment shall be determined by the Contractor and shall be subject to the approval of the Employer.

3.8.5 The Contractor shall pay interest on the amount of the advance payment for the amount of the advance payment. The amount of the advance payment shall be determined by the Contractor and shall be subject to the approval of the Employer.

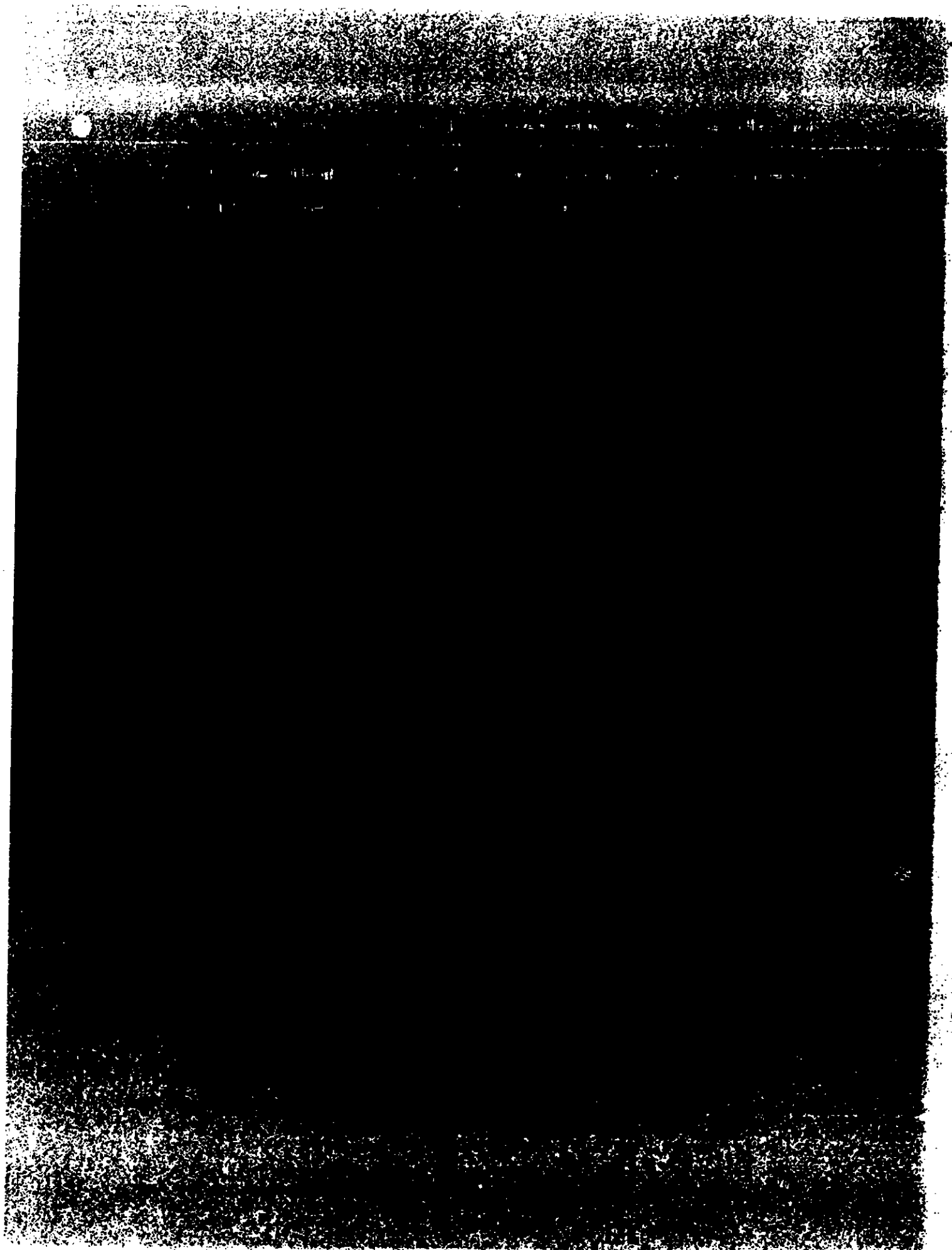
3.9 Return on Equity

The Return on Equity shall be determined by the Contractor and shall be subject to the approval of the Employer. The Return on Equity shall be determined by the Contractor and shall be subject to the approval of the Employer.

The Return on Equity shall be determined by the Contractor and shall be subject to the approval of the Employer. The Return on Equity shall be determined by the Contractor and shall be subject to the approval of the Employer. The Return on Equity shall be determined by the Contractor and shall be subject to the approval of the Employer.

3.10 Operation and Maintenance expenses

By the date of the signing of the Distribution License, the Licensee in its first annual report shall submit the estimated O&M expenses for the Base Year of the Contract Period and for the two years preceding the Base Year. The O&M expenses for the Base Year shall be determined based on the latest available data of the Licensee or Licensees of the defect O&M expenses for relevant years and other factors considered relevant. The O&M expenses for the Base Year shall be used for projecting the expenses for each year of the Contract Period. The Licensee shall also provide appropriate Information Factors Notes for operation and maintenance expenses for the Contract Period.



CHAPTER 4 IV

Surcharge and Wheeling Charge under Open Access

4.1 Surcharge:

The surcharge is a fee levied on the consumer through the transmission network of the generation licensee and the distribution network of a Distribution Licensee solely to the extent it is shown in relation to the consumer of the open access consumer charged with transmission charges as follows:

$$\text{Surcharge} = (C - (B/D)) \times D$$

Where:

C is the price offered by the consumer of a category of consumer

D is the wheeling charge cost of power purchased or for use of the system excluding fixed charges, depreciation and renewable power.

B is the wheeling charge

D is the System Losses for the applicable voltage level, expressed as a percentage.

- 4.1.1. The surcharge may be collected by the distribution company in whose area the consumer is located. In case the Distribution Licensee is not in the same area, the licensee from whom the consumer was availing power supply may be paid the amount as surcharge.

4.2. Additional Surcharge

For obligation to supply power under section 42(4) of the EA 2003, the Distribution Licensee is liable to receive additional surcharge. However, the surcharge is payable by the open access consumer only if it is conclusively demonstrated that the obligations of a licensee, in form of the existing power purchase contracts, has been found to be non-compl-

THE UNIVERSITY OF CHICAGO LIBRARY

1000 S. EAST ASIAN LIBRARY

5500 S. UNIVERSITY AVENUE

CHICAGO, ILLINOIS 60637

TEL: 773-936-3200

FAX: 773-936-3200

WWW.CHICAGO.LIBRARY.EDU

LIBRARY@CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

CHICAGO.LIBRARY.EDU

SECTION 10

ARTICLE 4

SECTION 10

1. The Commission shall have the honor of the following:

SECTION 10

2. The Commission shall have the honor of the following:

3. The Commission shall have the honor of the following:

BY ORDER OF THE COMMISSION

Secretary

Depreciation Schedule

Description of Assets	Useful Life of the Assets (years)	Rate	
		(Calculated with Reference to 90%)	
	2		3=1/2
A Land, water, building, etc.	10		
B Plant and machinery, etc.	10		
(a) General plant and machinery	10		
(b) Special plant and machinery	10		
C Assets			
(a) Coal and machinery in generating including plant for oil, etc.	25		
(i) Hydro electric	25	25%	30
(ii) Steam electric, H.P.S.B. & Waste Heat Recovery	25	20	30
(iii) Diesel electric & gas engine	15	33%	30
(b) Cooling towers and circulating water system	10	20	30
(c) Hydraulic water forming part of hydro electric system			
(d) Building			

1. Introduction

The purpose of this study is to investigate the effects of the independent variable on the dependent variable. The study is designed to provide a comprehensive overview of the relationship between the two variables.

The study is organized as follows: Chapter 2 discusses the theoretical background and the research hypotheses. Chapter 3 describes the methodology used in the study, including the sample and data collection procedures.

Chapter 4 presents the results of the study, and Chapter 5 discusses the implications of the findings. The study concludes with a summary of the main findings and suggestions for future research.

The study is based on a sample of 100 participants, who were randomly selected from a population of 1000. The data were collected over a period of six months, and the results were analyzed using statistical methods.

The findings of the study indicate that there is a significant positive relationship between the independent variable and the dependent variable. This relationship is supported by the statistical analysis, which shows a strong correlation between the two variables.

The results of the study have important implications for the field of research. They suggest that the independent variable is a key factor in determining the outcome of the dependent variable, and that this relationship is consistent across different contexts.

The study also highlights the need for further research in this area. While the current study provides valuable insights, there are still many questions that need to be answered, and it is important to continue to explore the relationship between the two variables.

In conclusion, the study has shown that the independent variable has a significant positive effect on the dependent variable. This finding is supported by the statistical analysis, and it has important implications for the field of research. The study also highlights the need for further research in this area.

2. Theoretical Background

The theoretical background of the study is based on the theory of the independent variable. This theory suggests that the independent variable is a key factor in determining the outcome of the dependent variable, and that this relationship is consistent across different contexts.

The theory is supported by a number of studies, which have shown a strong correlation between the independent variable and the dependent variable. These studies have provided a solid theoretical foundation for the current study.

The current study is based on the theory, and it aims to provide a comprehensive overview of the relationship between the two variables. The study is designed to test the theory, and to provide a detailed analysis of the relationship between the independent variable and the dependent variable.

The study is organized as follows: Chapter 2 discusses the theoretical background and the research hypotheses. Chapter 3 describes the methodology used in the study, including the sample and data collection procedures.

Chapter 4 presents the results of the study, and Chapter 5 discusses the implications of the findings. The study concludes with a summary of the main findings and suggestions for future research.

The study is based on a sample of 100 participants, who were randomly selected from a population of 1000. The data were collected over a period of six months, and the results were analyzed using statistical methods.

The findings of the study indicate that there is a significant positive relationship between the independent variable and the dependent variable. This relationship is supported by the statistical analysis, which shows a strong correlation between the two variables.

The results of the study have important implications for the field of research. They suggest that the independent variable is a key factor in determining the outcome of the dependent variable, and that this relationship is consistent across different contexts.

3. Methodology

The methodology used in the study is based on a quantitative approach. The study is designed to provide a comprehensive overview of the relationship between the independent variable and the dependent variable, and to test the theory that suggests a strong correlation between the two variables.

The study is organized as follows: Chapter 2 discusses the theoretical background and the research hypotheses. Chapter 3 describes the methodology used in the study, including the sample and data collection procedures.

Chapter 4 presents the results of the study, and Chapter 5 discusses the implications of the findings. The study concludes with a summary of the main findings and suggestions for future research.

The study is based on a sample of 100 participants, who were randomly selected from a population of 1000. The data were collected over a period of six months, and the results were analyzed using statistical methods.

The findings of the study indicate that there is a significant positive relationship between the independent variable and the dependent variable. This relationship is supported by the statistical analysis, which shows a strong correlation between the two variables.

The results of the study have important implications for the field of research. They suggest that the independent variable is a key factor in determining the outcome of the dependent variable, and that this relationship is consistent across different contexts.

The study also highlights the need for further research in this area. While the current study provides valuable insights, there are still many questions that need to be answered, and it is important to continue to explore the relationship between the two variables.

In conclusion, the study has shown that the independent variable has a significant positive effect on the dependent variable. This finding is supported by the statistical analysis, and it has important implications for the field of research. The study also highlights the need for further research in this area.

Description of Assets	Quantity	Value	Percentage
a) Bank deposits	1000	1000	20
b) Government bonds	500	500	10
c) Corporate bonds	300	300	6
d) Stocks	200	200	4
e) Real estate	100	100	2
f) Cash	50	50	1
g) Other assets	100	100	2
h) Total	2300	2300	100
i) Total	2300	2300	100
j) Total	2300	2300	100
k) Total	2300	2300	100
l) Total	2300	2300	100
m) Total	2300	2300	100
n) Total	2300	2300	100
o) Total	2300	2300	100

Each asset is to be valued as the competent Governmental agencies to each case having regard to the nature, type and condition of the assets at the time of the valuation by the owner.

(2) The licensee shall not, at any time, assign his licence or transfer his undertaking, or any part thereof, by sale, mortgage, lease, exchange or otherwise without the previous consent in writing of the Commission.

(3) A holder of a supply or transmission licence may, unless expressly prohibited by the terms of its licence, enter into arrangements for the purchase of electricity from,-

(a) the holder of a supply licence which permits the holder of such licence to supply energy to other licensees for distribution by them; and

(b) any person or generating company with the consent of the Commission.

(4) Any agreement relating to any transaction of the nature described in sub-sections (1), (2), or (3) unless made with, or subject to, such consent as aforesaid, shall be void.

26. Annual accounts of the licensee.- Every licensee shall, unless expressly exempted by the licence, prepare and render to the Commission on or before the date in each year specified in the licence an annual statement or statements of accounts of its undertaking and of each separate business unit as specified in the licence made up to such date, in such form and containing such particulars, as may be set out in the licence and it shall be a term of the licence that such statements shall be published in the manner specified by regulations.

PART VIII

TARIFFS AND FINANCING THE LICENSEES

27. Tariffs.-(1) The holder of each licence granted under this Act shall observe the methodologies and procedures specified by the Commission from time to time, in calculating the expected revenue from charges which it is permitted to recover pursuant to the terms of its licence and in designing tariffs to collect such revenues.

(2) The Commission shall, subject to sub-section (3), have the power to lay down methodology and the terms and conditions for determination of revenue of the licensee under sub section (1) of this section and the determination of tariff, in such other manner as the Commission considers appropriate and for doing so, the Commission shall be guided by the following factors, namely:-

(a) the financial principles and their applications provided in sections 46, 57 and 57-A of the Electricity (Supply) Act, 1948 (54 of 1948) and in the sixth schedule thereto;

(b) in the case of the Board or its successor entities, the principles under section 59 of the Electricity (Supply) Act, 1948;

(c) that the tariff progressively reflects the cost of supply of electricity at an adequate and improving level of efficiency;

(d) the factors which would encourage efficiency, economical use of the resources, good performance and optimum investments and other matters which the Commission considers appropriate for the purpose of this Act; and

(e) the interest of the consumers are safeguarded and at the same time, the consumers pay for the use of electricity in a reasonable manner based on the average cost of supply of energy;

(f) the electricity generation, transmission, distribution and supply are conducted on commercial principles.

(g) national and state power plans formulated by the Central or State Government, as the case may be :

Provided that the contracts concluded by the Government of Karnataka and/or the Board with generation and transmission companies prior to commencement of the Act shall be deemed to have been approved by the Commission under the provisions of this Act and shall be given effect by the Commission.

(3) Where the Commission departs from factors specified in the sixth schedule to the Electricity (Supply) Act, 1948 (Central Act 54 of 1948) while determining revenue of the licensee and tariffs, it shall record the reasons therefor in writing.

(4) Any methodology or procedure specified by the Commission under sub-sections (1), (2) (3) above shall be to ensure that the objectives and purposes of the Act are duly achieved.

(5) Any tariff implemented under this Act,-

(a) shall not show undue preference to any consumer of electricity, but may differentiate according to the consumer's load factor, power factor, and total consumption of energy during any specified period or the time at which supply is required, or the geographical position of any area, the nature of the supply and the purpose for which the supply is required; or

ಜಿಲ್ಲಾ ಸರ್ಕಾರ ಹೆಸರು ಶಿ ವಾಗಯಾಲವಾ

Ready Reckoner, effective from April -2021

ಬೆಂಗಳೂರು ನಗರ ಪಾಲಿಕೆ, ದಾವಣಗೆರೆ ನಗರ ಪಾಲಿಕೆ, ಮುಳಬಾಗಿಲ ಮುಖ್ಯಮಂತ್ರಿಗಳ ಕಛೇರಿ, ಬೆಂಗಳೂರು

ಕ್ರ. ಸಂ. 1066
 ಡಿ. ಸಂ. 6

ಅನುಬಂಧ - 2

Sl. No.	Tariff Category	Type of installation	Sanctioned load Per installation	Estimated units	Fixed charges	Energy charges	Total	Total Bill rounded	2MMD to be collected	2MMD to be collected Rounded to the nearest Ten rupees
1	LT 1(a)	Bagyayothi/ Kutirajyoti		16			134.72	135	270	270
2	LT 2(a)(i)	Applicable to areas coming under Bruhat Bangalore Mahanagarapalike(BBMP), Davanagere city Municipal Corporation and all urban Local Bodies Domestic/Non Domestic Non commercial lighting only	240 watts	11	85	45	130.1	130	260	260
		241 -500 watts	23	85	94	179.3	179	358	360	
		501-750 watts	34	85	139	224.4	224	448	450	
		751-1000 watts	45	85	185	269.5	270	540	540	
		1001-1250 watts	56	108.75	238	347.05	347	694	690	
		1251-1500 watts	68	132.5	305	437.4	437	874	870	
		1501-1750 watts	79	156.25	366	522.2	522	1044	1040	
		1751-2000 watts	90	180	427	607	607	1214	1210	
3	LT 2(a)(ii)	Applicable to areas coming under Bruhat Bangalore Mahanagarapalike(BBMP), Davanagere city Municipal Corporation and all urban Local Bodies Domestic/Non Domestic Non commercial lighting, heating and motive power	1KW	45	85	177	262.25	262	524	520
		2KW	90	180	427	607	607	1214	1210	
		3KW	135	275	731	1006	1006	2012	2010	
		4KW	180	370	1051	1420.5	1421	2842	2840	
		5KW	225	465	1396	1861.25	1861	3722	3720	
		Under EODB	60kW	2250	4740	17900	22640	22640	45280	45280
		60kW	2700	6240	21568	27807.5	27808	55616	55620	
		100kW	4500	12240	36238	48477.5	48478	96956	96960	
4	LT 2(a)(iii)	Applicable to areas under Village Panchayats Domestic/Non Domestic Non commercial lighting only	240 watts	11	70	44	114	114	228	230
		241 -500 watts	23	70	92	162	162	324	320	
		501-750 watts	34	70	136	206	206	412	410	
		751-1000 watts	45	70	180	250	250	500	500	
		1001-1250 watts	56	91.25	232	322.75	323	646	650	
		1251-1500 watts	68	112.5	295	407	407	814	810	
		1501-1750 watts	79	133.75	352	486	486	972	970	
		1751-200 watts	90	155	410	565	565	1130	1130	
		Applicable to areas under Village Panchayats Domestic/Non Domestic Non commercial lighting, heating and motive power	1KW	45	70	174	243.75	244	488	490
		2KW	90	155	410	565	565	1130	1130	
		3KW	135	240	701	940.5	941	1882	1880	

Sl. No.	Tariff Category	Type of Installation	Sanctioned load	Estimated units	Fixed charges	Energy charges	Total	Total Bill rounded	2MMD to be collected	2MMD to be collected Rounded to the nearest Ten rupees
5	LT 2(a)(II)		4KW	180	325	1007	1331.5	1332	2664	2660
			5KW	225	410	1334	1743.75	1744	3488	3490
			50KW	2250	4235	16825	21060	21060	42120	42120
		Under EODB	60kW	2700	5635	20268	25902.5	25903	51806	51810
			100kW	4500	6945	34038	40982.5	40983	81966	81970
6	LT 2(b)(I)	Applicable to areas under urban Local Bodies	1KW	45	125	329	453.5	454	908	910
		including City Corporations	2KW	90	200	657	857	857	1714	1710
		Domestic/Non Domestic Non commercial	3KW	135	300	986	1285.5	1286	2572	2570
		lighting, heating and motive power aided	4KW	180	400	1314	1714	1714	3428	3430
		and unaided education installations	5KW	225	500	1674	2173.75	2174	4348	4350
			50KW	2250	5000	18988	23987.5	23988	47976	47980
		Under EODB	60kW	2700	6550	22835	29385	29385	58770	58770
	100kW	4500	12750	38225	50975	50975	101950	101950		
7	LT 2(b)(II)	Applicable to areas under village panchayaths	1KW	45	110	304	413.75	414	828	830
		Domestic/Non Domestic Non commercial	2KW	90	180	608	787.5	788	1576	1580
		lighting, heating and motive power aided	3KW	135	270	911	1181.25	1181	2362	2360
		and unaided education installations.	4KW	180	360	1215	1575	1575	3150	3150
			5KW	225	450	1550	2000	2000	4000	4000
			50KW	2250	4500	17750	22250	22250	44500	44500
		Under EODB	60kW	2700	5950	21350	27300	27300	54600	54600
	100kW	4500	11750	35750	47500	47500	95000	95000		
8	LT-3(I)	Applicable to areas coming under Bruhat Bangalore								
		Mahanagara Palike(BBMP), Davanagere city Municipal Corporation and all areas under urban local bodies	240 watts	22	105	184	288.7	289	578	580
		(Commercial Lighting only)	501-750 watts	65	105	558	662.75	663	1326	1330
			751-1000 watts	86	105	754	859.1	859	1718	1720
			2KW	172	210	1558	1768.2	1768	3536	3540
			3KW	258	315	2362	2677.3	2677	5354	5350
			4KW	344	420	3166	3586.4	3586	7172	7170
			5KW	430	525	3971	4495.5	4496	8992	8990
			50kW	4300	5250	40155	45405	45405	90810	90810
		Under EODB	60kW	5160	7300	48196	55496	55496	110992	110990
	100kW	8600	15500	80360	95860	95860	191720	191720		

Sl. No.	Tariff Category	Type of installation	Sanctioned load	Estimated units	Fixed charges	Energy charges	Total	Total Bill rounded	2MMD to be collected	2MMD to be collected Rounded to the nearest Ten rupees
9	LT-3(I)	Applicable to areas coming under Bruhat Bangalore Mahanagara Palike(BBMP), Davanagere city Municipal Corporation and all areas under urban local bodies	5KW	430	600	3971	4570.5	4571	9142	9140
		Demand based tariff	10 KW	860	1200	7991	9191	9191	18382	18380
			25KW	2150	3000	20053	23052.5	23053	46106	46110
		Under EODB	50kW	4300	6000	40155	46155	46155	92310	92310
			60kW	5160	8200	48196	56396	56396	112792	112790
			100kW	8600	17000	80360	97360	97360	194720	194720
	LT-3(II)	Applicable to areas coming under Village panchayaths	240 watts	22	95	173	267.7	268	536	540
		(Commercial Lighting only)	241 -500 watts	43	95	338	432.55	433	866	870
			501-750 watts	65	95	525	620.25	620	1240	1240
			751-1000 watts	86	95	711	806.1	806	1612	1610
			2KW	172	190	1472	1662.2	1662	3324	3320
			3KW	258	285	2233	2518.3	2518	5036	5040
			4KW	344	380	2994	3374.4	3374	6748	6750
			5KW	430	475	3756	4230.5	4231	8462	8460
Under EODB		50kW	4300	4750	38005	42755	42755	85510	85510	
		60kW	5160	6700	45616	52316	52316	104632	104630	
		100kW	8600	14500	76060	90560	90560	181120	181120	
LT-3(II)	Applicable to areas coming under Village panchayaths									
	(Commercial Lighting only)	5KW	430	550	3756	4305.5	4306	8612	8610	
	Demand based tariff	10 KW	860	1100	7561	8661	8661	17322	17320	
		25KW	2150	2750	18978	21727.5	21728	43456	43460	
	Under EODB	50kW	4300	5500	38005	43505	43505	87010	87010	
		60kW	5160	7600	45616	53216	53216	106432	106430	
		100kW	8600	16000	76060	92060	92060	184120	184120	
10	LT-3(I)	Applicable to areas coming under Bruhat Bangalore Mahanagara Palike(BBMP), Davanagere city Municipal Corporation and all areas under urban local bodies	1HP	36	105	301	405.6	406	812	810
		(Motive power only)	2HP	72	158	623	781.2	781	1562	1560
			3HP	108	236	960	1195.8	1196	2392	2390
			4HP	144	315	1296	1611.4	1611	3222	3220
			5HP	180	394	1633	2027	2027	4054	4050
			7.5HP	270	578	2475	3052.5	3053	6106	6110

Sl. No.	Tariff Category	Type of Installation	Sanctioned load	Estimated units	Fixed charges	Energy charges	Total	Total Bill rounded	2MMD to be collected	2MMD to be collected Rounded to the nearest Ten rupees
			10HP	360	788	3316	4104	4104	8208	8210
			15HP	540	1181	4999	6180	6180	12360	12360
			20HP	720	1575	6682	8257	8257	16514	16510
11	LT-3(II)	Applicable to areas coming under Village panchayaths (Motive power only)	1HP	36	95	283	377.6	378	756	760
			2HP	72	143	587	729.7	730	1460	1460
			3HP	108	214	906	1119.6	1120	2240	2240
			4HP	144	285	1224	1509.4	1509	3018	3020
			5HP	180	356	1543	1899.3	1899	3798	3800
			7.5HP	270	523	2340	2862	2862	5724	5720
			10HP	360	713	3136	3848.5	3849	7698	7700
			15HP	540	1069	4729	5797.8	5798	11596	11600
			20HP	720	1425	6322	7747	7747	15494	15490
12	LT-5(a)	Applicable to Bangalore Metropolitan Area AND Bill corporation	1HP	36	75	216	291	291	582	580
			2HP	72	150	432	582	582	1164	1160
			3HP	108	225	648	873	873	1746	1750
			4HP	144	300	864	1164	1164	2328	2330
			5HP	180	375	1080	1455	1455	2910	2910
			7.5HP	270	637.5	1620	2257.5	2258	4516	4520
			10HP	360	850	2160	3010	3010	6020	6020
			15HP	540	1275	3292	4567	4567	9134	9130
			20HP	720	1700	4606	6306	6306	12612	12610
			25HP	900	2125	5920	8045	8045	16090	15090
			39HP	1404	3315	9599	12914.2	12914	25828	25830
			40HP	1440	4200	9862	14062	14062	28124	28120
			66HP	2376	6930	16695	23624.8	23625	47250	47250
			67HP	2412	11390	16958	28347.6	28348	56696	55700
			70HP	2520	11900	17746	29646	29646	59292	59290
			80HP	2880	13600	20374	33974	33974	67948	67950
			100HP	3600	17000	25630	42630	42630	85260	85260
		Under EODB	200HP	7200	40000	51910	91910	91910	183820	183820
			500HP	18000	100000	130750	230750	230750	461500	461500
		Applicable to areas not covered under LT5(a)	1HP	36	65	205	270.2	270	540	540
			2HP	72	130	410	540.4	540	1080	1080

Sl. No.	Tariff Category	Type of Installation	Sanctioned load	Estimated units	Fixed charges	Energy charges	Total	Total Bill rounded	2MMD to be collected	2MMD to be collected Rounded to the nearest Ten rupees		
13	LT-5(b)	3HP	108	195	616	810.6	811	1622	1620	1620		
		4HP	144	260	821	1080.8	1081	2162	2160	2160		
		5HP	180	325	1026	1351	1351	2702	2700	2700		
		7.5HP	270	600	1539	2139	2139	4278	4280	4280		
		10HP	360	800	2052	2852	2852	5704	5700	5700		
		15HP	540	1200	3116	4316	4316	8632	8630	8630		
		20HP	720	1600	4313	5913	5913	11826	11830	11830		
		25HP	900	2000	5510	7510	7510	15020	15020	15020		
		39HP	1404	3120	8983	12102.8	12103	24206	24210	24210		
		40HP	1440	4000	9233	13233	13233	26466	26470	26470		
		66HP	2376	6600	15738	22338.2	22338	44676	44680	44680		
		67HP	2412	10385	15988	26373.4	26373	52746	52750	52750		
		70HP	2520	10850	16739	27589	27589	55178	55180	55180		
		80HP	2880	12400	19241	31641	31641	63282	63280	63280		
		Under EODB	100HP	3600	15500	24245	39745	39745	79490	79490	79490	
			200HP	7200	37000	49265	86265	86265	172530	172530	172530	
			500HP	18000	92500	124325	216825	216825	433650	433650	433650	
14	LT-5(a)	Applicable to Bangalore Metropolitan Area AND all corporation	5HP	180	393.75	1080	1473.75	1474	2948	2950	2950	
		(Demand Based tariff only)	7.5HP	270	577.5	1620	2197.5	2198	4396	4400	4400	
		(Calculations done after converting HP to kW)	10HP	360	787.5	2160	2947.5	2948	5896	5900	5900	
			15HP	540	1181.25	3292	4473.25	4473	8946	8950	8950	
			20HP	720	1575	4606	6181	6181	12362	12360	12360	
			25HP	900	1988.75	5920	7888.75	7889	15778	15780	15780	
			39HP	1404	3045	9599	12644	12644	25288	25290	25290	
			40HP	1440	4016.25	9862	13878	13878	27756	27760	27760	
			66HP	2376	6648.75	16695	23344	23344	46688	46690	46690	
			67HP	2412	11000	16958	27958	27958	55916	55920	55920	
			70HP	2520	11495	17746	29241	29241	58482	58480	58480	
			80HP	2880	13145	20374	33519	33519	67038	67040	67040	
		Under EODB	100HP	3600	16390	25630	42020	42020	84040	84040	84040	
			200HP	7200	34327.5	51910	86238	86238	172476	172480	172480	
			500HP	18000	85790	130750	216540	216540	433080	433080	433080	
			Applicable to areas not covered under LT5(a)	5HP	180	356.25	1026	1382.25	1382	2764	2760	2760
			(Demand Based tariff only)	7.5HP	270	522.5	1539	2061.5	2062	4124	4120	4120

Sl. No.	Tariff Category	Type of installation	Sanctioned load	Estimated units	Fixed charges	Energy charges	Total	Total Bill rounded	2MMD to be collected	collected Rounded to the nearest Ten rupees
15	LT-5(b)	(Calculations done after conerting HP to kW)	10HP	360	712.5	2052	2764.5	2765	5530	5530
			15HP	540	1068.75	3116	4184.75	4185	8370	8370
			20HP	720	1425	4313	5738	5738	11476	11480
			25HP	900	1781.25	5510	7291.25	7291	14582	14580
			39HP	1404	2755	8983	11737.8	11738	23476	23480
			40HP	1440	3718.75	9233	12951.8	12952	25904	25900
			66HP	2376	6156.25	15738	21894.5	21394	43738	43790
			67HP	2412	10500	15988	26488.4	26488	52976	52980
			70HP	2520	10972.5	16739	27711.5	27712	55424	55420
			80HP	2880	12547.5	19241	31788.5	31789	63578	63580
			100HP	3600	15645	24245	39890	39890	79780	79780
			Under EODB	200HP	7200	32835	49265	82100	82100	164200
		500HP	18000	82060	124325	206385	206385	412770	412770	
16	LT-6	Water Supply	per HP	83	95	411	505.85	506	1012	1010
			67 HP	5561	6365	27527	33892	33892	67784	67780
		Under EODB	70 HP	5810	6950	28760	35709.5	35710	71420	71420
17	LT-6	Street Light/ Public Lighting Installations	Per Kw	360	110	2394	2504	2504	5008	5010
18	LT-7(B)	Applicable to Hoarding and Advertizment	Per KW	86	125	955	1079.6	1080	2160	2160
18	LT-4(a)(i)	IP consumers with 10HP and below	per HP	100	0	430	430	430	1290	1290
20	LT-4 (b)	IP sets above 10 HP		100	90	385	475	475	1425	1430
21	LT-4@	Private. Horticulture nurseries, coffee, tea and rubber plantations		100	80	385	465	465	1395	1400

ಅನುಬಂಧ-3

ಕ್ರ. ಸಂ	ಕಾಲಾವಧಿ	ಎಲ್.ಟಿ., ಓವರ್ ಹೆಡ್ ಮಾರ್ಗ (ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ)	ಎಲ್.ಟಿ ಭೂಗತ/ಎಬಿ ಕೇಬಲ್ ಮಾರ್ಗ (ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ)
1	ಜನವರಿ-2020 ರಿಂದ ಏಪ್ರಿಲ್-2021ರವರೆಗೆ	ಪಂಚಾಯಿತಿ ಪರಿಮಿತಿ: ರೂ. 3000/- ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ	
2	ಏಪ್ರಿಲ್-2021ರಿಂದ ಜನವರಿ -2022ರವರೆಗೆ	<p>ಟೌನ್ ಮುನಿಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಷನ್ / ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಮಿತಿಯಲ್ಲಿ 1200 ಚ.ಅಡಿ ಮತ್ತು ಅದಕ್ಕಿಂತ ಕಡಿಮೆ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ವಿದ್ಯುತ್ ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯವನ್ನು ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪಡಿಸಲು ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ. 6500/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ ಗೆ ರೂ.6500/-</p> <p>ಟೌನ್ ಮುನಿಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಷನ್ / ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಮಿತಿಯಲ್ಲಿ 1200 ಚ.ಅಡಿ ಮತ್ತು ಅದಕ್ಕಿಂತ ಹೆಚ್ಚಿನ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ವಿದ್ಯುತ್ ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯಗಳನ್ನು ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪಡಿಸಲು ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.19500/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ಲೋ.ಗೆ ರೂ.6500/-</p> <p>ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಮಿತಿಯ ಒಳಗೆ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.5750/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ.ಗೆ ರೂ.5750/-</p> <p>ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯಿತಿ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯ ಹೊರಗೆ ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಹೊರಗೆ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ಮೇಲೆ ತಿಳಿಸಿರುವ ಬಡಾವಣೆಗಳನ್ನು ಹೊರತುಪಡಿಸಿ, ಕಂದಾಯ ನಿವೇಶನಗಳು ದಾರಿ ದಾಖಲೆಗಳಿಲ್ಲದ ಇತ್ಯಾದಿ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.5750/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ.ಗೆ ರೂ. 5750/-</p> <p>(ಕೆ.ಇ.ಆರ್.ಸಿ ತಿದ್ದುಪಡಿ ಕ್ಲಾಸ್ ನಂ. 3.2.3(ii)(a) (b),3.2.3 (iii)), 3.2.3(iv)</p>	<p>ಟೌನ್ ಮುನಿಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಷನ್ ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಮಿತಿಯಲ್ಲಿ 1200 ಚ.ಅಡಿ ಮತ್ತು ಅದಕ್ಕಿಂತ ಕಡಿಮೆ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ವಿದ್ಯುತ್ ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯವನ್ನು ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪಡಿಸಲು ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ. 16750/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ ರೂ. 16750/-</p> <p>ಟೌನ್ ಮುನಿಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಷನ್ / ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಮಿತಿಯಲ್ಲಿ 1200 ಚ.ಅಡಿ ಮತ್ತು ಅದಕ್ಕಿಂತ ಹೆಚ್ಚಿನ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ವಿದ್ಯುತ್ ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯಗಳನ್ನು ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪಡಿಸಲು ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.50250/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ.ಗೆ ರೂ.16750/-</p> <p>ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಮಿತಿಯ ಒಳಗೆ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.16500/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ.ಗೆ ರೂ.16500/-</p> <p>ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯಿತಿ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯ ಹೊರಗೆ ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯಿತಿ ಹೊರಗೆ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ಮೇಲೆ ತಿಳಿಸಿರುವ ಬಡಾವಣೆಗಳನ್ನು ಹೊರತುಪಡಿಸಿ, ಕಂದಾಯ ನಿವೇಶನಗಳು ದಾರಿ ದಾಖಲೆಗಳಿಲ್ಲದ ಇತ್ಯಾದಿ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.16500/- ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ.ಗೆ ರೂ.16500/-</p> <p>(ಕೆ.ಇ.ಆರ್.ಸಿ ತಿದ್ದುಪಡಿ ಕ್ಲಾಸ್ ನಂ. 3.2.3(ii)(a) (b),3.2.3 (iii)), 3.2.3(iv)</p>

1066(1234)

ಕ್ರಮಬಂಧಿ 4

L.A.R. : 01.01.2020

ಸ್ಥಳೀಯ ವ್ಯವಸ್ಥೆ : ಶ್ರೀ ಸಾಧಾರಣ ವ್ಯವಸ್ಥೆ.

ವಿಷಯ : ಬೆಂಗಳೂರು ನಿಯಮ ಬ್ಯಾಂಕಿಂಗ್ ಮತ್ತು ನಿಗದಿ ವಹಿವಾಟುಗಳ ಬಗ್ಗೆ

ಅಧಿಸೂಚನೆ

ಸಂಖ್ಯೆ: ಕೆಇಆರ್ ಸಿ / ಆರ್ ಓಇ / ಡಿಡಿಡಿ / 03 / 2019-20 / 1200 ಬೆಂಗಳೂರು, ದಿನಾಂಕ
01.01.2020.

ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗ (ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜಿಗಾಗಿ ವೆಚ್ಚದ ವಸೂಲಿ) (ಹತ್ತನೇ ತಿದ್ದುಪಡಿ) ವಿನಿಯಮಗಳು, 2020.

ಪೀಠಿಕೆ

ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ಅಧಿನಿಯಮ 2003 ರ ಪರಿಚ್ಛೇದ 46ರಲ್ಲಿ, ಸೂಕ್ತ ವಿನಿಯಮಗಳ ಮೂಲಕ, ಪರಿಚ್ಛೇದ 43ರ ಅನುಸಾರ ವಿದ್ಯುತ್ ಪೂರೈಕೆ ಅಗತ್ಯವಿರುವ ವ್ಯಕ್ತಿಯಿಂದ ಆ ಪೂರೈಕೆಯನ್ನು ನೀಡುವ ಉದ್ದೇಶಕ್ಕಾಗಿ ಬಳಸಲಾಗುವ ಯಾವುದೇ ವಿದ್ಯುತ್ ಮಾರ್ಗ ನಿರ್ಮಾಣಕ್ಕಾಗಿ ಅಥವಾ ಉಪಕರಣಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸಲು ತಗುಲಿದ ವೆಚ್ಚವನ್ನು ಸಮಂಜಸವಾಗಿ ವಸೂಲಿ ಮಾಡಲು ವಿತರಣಾ ಪರವಾನಿಗಿದಾರನಿಗೆ ಅವಕಾಶ ನೀಡಲು, ರಾಜ್ಯ ಆಯೋಗವು ಅಧಿಕಾರ ಹೊಂದಿದ್ದು, ಸದರಿ ಅಧಿಕಾರಗಳ ಮೂಲಕ ಆಯೋಗವು ಅಧಿನಿಯಮದ ಪರಿಚ್ಛೇದ 181 ರ ಜೊತೆಗೆ ಓದಿದಂತೆ "ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗ (ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜಿಗಾಗಿ ವೆಚ್ಚದ ವಸೂಲಾತಿ) ವಿನಿಯಮಗಳು, 2004" ಅನ್ನು ಸೂಚಿಸಿದೆ, ಹಾಗೂ ಕಾಲಕಾಲಕ್ಕೆ ತಿದ್ದುಪಡಿ ಮಾಡಲಾಗಿದೆ. [ಕವಿನಿಆ (ಆರ್ ಓ ಇ) ವಿನಿಯಮಗಳು, 2004]

ಅಭಿವೃದ್ಧಿದಾರರು, ಮೂಲ ಸೌಕರ್ಯ ಒದಗಿಸದೆ, ವಿದ್ಯುತ್ ಮಾರ್ಗಗಳನ್ನು ನಿರ್ಮಿಸದೆ, ಅಥವಾ ಉಪಕರಣಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸದೆ ಅಭಿವೃದ್ಧಿದಾರರಿಂದ ಉಪೇಕ್ಷಿಸಲ್ಪಟ್ಟಂತಹ ಬಡಾವಣೆಗಳಲ್ಲಿ ಕೆಇಆರ್ ಸಿ (ಆರ್ ಓಇ) ವಿನಿಯಮಗಳು, 2004 ರ ಖಂಡ 3.2.3 ರಲ್ಲಿ ಸೂಚಿಸಿದಂತೆ ವಸೂಲಿಮಾಡಬೇಕಾದ ವೆಚ್ಚಗಳನ್ನು 2004 ರಲ್ಲಿ ಜಾರಿಯಲ್ಲಿದ್ದ ದರಗಳ ಅನುಸೂಚಿಯ ಆಧಾರದ ಮೇಲೆ ಪಡೆಯಲಾಗುತ್ತಿದ್ದು ಮತ್ತು ಇಲ್ಲಿಯವರೆಗೆ ಪರಿಷ್ಕರಿಸಲಾಗಿರುವುದಿಲ್ಲ. ಅಂದಿನಿಂದ ಮೂಲಸೌಕರ್ಯ ಸಾಮಗ್ರಿಗಳ ವೆಚ್ಚದಲ್ಲಿ ಗಣನೀಯ ಹೆಚ್ಚಳವಾಗಿರುತ್ತದೆ. ವಿದ್ಯುತ್ ಮಾರ್ಗ / ಉಪಕರಣಗಳ ಅಳವಡಿಕೆಗೆ ತಗಲುವ ವೆಚ್ಚವನ್ನು ವಸೂಲಿ ಮಾಡುವ ಸಲುವಾಗಿ ಈ ವಿನಿಯಮಗಳಲ್ಲಿ ನಿಗದಿಪಡಿಸಿರುವ ಕಡಿಮೆ ಬೆಲೆಯಿಂದ ಹಣದ ನಷ್ಟವುಂಟಾಗುತ್ತಿರುವುದರಿಂದ ಈಗ, ಆರ್ ಓ ಇ ನಲ್ಲಿನ ಖಂಡ 3.2.3 ಕ್ಕೆ ತಿದ್ದುಪಡಿ ಕೋರಿ ಚಾಮುಂಡೇಶ್ವರಿ ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜು ನಿಗಮ ನಿಯಮಿತ, (ಸೆಸ್ಸು) ಮೈಸೂರು ಮತ್ತು ಬೆಂಗಳೂರು ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜು ಕಂಪನಿ ನಿಯಮಿತ, (ಬೆಸ್ಸಾಂ) ಕ್ರಮವಾಗಿ ಒಪಿ 63 / 2018 ಮತ್ತು ಒಪಿ 85 / 2018 ಆಯೋಗದ ಮುಂದೆ ಅರ್ಜಿಗಳನ್ನು

ಸಲ್ಲಿಸಿವೆ. ಆಯೋಗವು ಎರಡೂ ಅರ್ಜಿಗಳನ್ನು ಆಲಿಸಿದ ನಂತರ, ಭಾಗೀದಾರರೊಂದಿಗೆ ಸಮಾಲೋಚಿಸಿ ಪ್ರಸ್ತಾವನೆಯನ್ನು ಪರಿಶೀಲಿಸುವಂತೆ ಕಛೇರಿಗೆ ಸೂಚನೆ ನೀಡುವುದರ ಮೂಲಕ ಅರ್ಜಿಗಳನ್ನು ವಿಲೇವಾರಿ ಮಾಡಿರುತ್ತದೆ.

ಇದಲ್ಲದೆ, ಒಪಿ 63 / 2018 ಮತ್ತು ಒಪಿ 85 / 2018 ರಲ್ಲಿನ ಆಯೋಗದ ನಿರ್ಧಾರದ ಆಧಾರದ ಮೇಲೆ, ವೆಚ್ಚ ವಸೂಲಾತಿಯ ಖಂಡ 3.2.3 ರಲ್ಲಿ ನಿಗದಿಪಡಿಸಲಾದ ವಸೂಲಿ ಮಾಡಬೇಕಾದ ವೆಚ್ಚವನ್ನು ಪರಿಷ್ಕರಿಸಲು ಇತರ ಎಸಾಂಗಳಿಂದ ಪ್ರಸ್ತಾವಗಳನ್ನು ಸ್ವೀಕರಿಸಲಾಗಿರುತ್ತದೆ.

ಜಾಲಿಯಲ್ಲಿರುವ ದರಗಳ ಅನುಸೂಚಿಯ ಅನುಸಾರವಾಗಿ ಎಸಾಂಗಳು ಸಲ್ಲಿಸಿದ ಪ್ರಸ್ತಾವಿತ ವೆಚ್ಚದ ಅಂದಾಜುಗಳ ಆಧಾರದ ಮೇಲೆ, ಆಯೋಗವು ಪ್ರಸ್ತುತ ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗ (ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜಿಗಾಗಿ ವೆಚ್ಚದ ವಸೂಲಿ) ವಿನಿಯಮಗಳ ಕೆಲವು ಖಂಡಗಳಿಗೆ ತಿದ್ದುಪಡಿಗಳನ್ನು ತರುವುದು ಸೂಕ್ತವೆಂದು ಪರಿಗಣಿಸಿದೆ. ಎಸಾಂಗಳು ಸಲ್ಲಿಸಿದ ವೆಚ್ಚದ ಅಂದಾಜಿನ ಪ್ರಕಾರ ಪ್ರತಿ ಕಿ.ವ್ಯಾ ನ ವೆಚ್ಚ ಮತ್ತು ಪ್ರತಿ ಸೈಟ್‌ನ ವೆಚ್ಚವು ವಿವಿಧ ಎಸಾಂಗಳಿಗೆ ವಿಭಿನ್ನವಾಗಿರುತ್ತದೆ. ಆಯೋಗವು ಎಲ್ಲಾ ಎಸಾಂಗಳು ಸಲ್ಲಿಸಿದ ಅಂದಾಜುಗಳ ಸರಾಸರಿ ವೆಚ್ಚದ ಆಧಾರದ ಮೇಲೆ ಒಂದು ಅಂಕಿಅಂಶವನ್ನು ಗೊತ್ತುಪಡಿಸಿತು ಮತ್ತು ತಿದ್ದುಪಡಿ ಮಾಡಬೇಕಾದ ಕರಡು ವಿನಿಯಮಗಳನ್ನು ಪ್ರಕಟಿಸಿತು.

ಆದ್ದರಿಂದ, ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗ (ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜಿಗಾಗಿ ವೆಚ್ಚದ ವಸೂಲಾತಿ) ವಿನಿಯಮ 2004 ರ ತಿದ್ದುಪಡಿಯ ಕರಡುಗಳನ್ನು (ಹತ್ತನೇ ತಿದ್ದುಪಡಿ ಎಂದು ಕರೆಯಲು ಪ್ರಸ್ತಾಪಿಸಲಾಗಿದೆ) ಅಧಿಸೂಚನೆ ಸಂಖ್ಯೆ: ಕೆ.ಇ.ಆರ್.ಸಿ/ಆರ್ ಒಇ/ಡಿಡಿಡಿ/03/2019-20/497, ಬೆಂಗಳೂರು, ದಿನಾಂಕ: 29.07.2019 ಅನ್ನು ದಿನಾಂಕ 13.08.2019 ರಂದು ಕರ್ನಾಟಕದ ಅಧಿಕೃತ ರಾಜ್ಯಪತ್ರದಲ್ಲಿ ಪ್ರಕಟಿಸಿ, ಪ್ರಕಟವಾದ ದಿನಾಂಕದಿಂದ 30 ದಿನಗಳ ಒಳಗೆ ಭಾಗೀದಾರರಿಂದ ಸಲಹೆಗಳು / ಅಭಿಪ್ರಾಯಗಳು / ಆಕ್ಷೇಪಣೆಗಳನ್ನು ಆಹ್ವಾನಿಸಿತು. ಆಯೋಗದ ವೆಬ್‌ಸೈಟ್

<https://karunadu.karnataka.gov.in/kerc> ನಲ್ಲಿಯೂ ತಿದ್ದುಪಡಿಗಳ ಕರಡು ಪ್ರತಿಗಳನ್ನು ಲಭ್ಯವಿರಿಸಲಾಯಿತು ಮತ್ತು ಇದನ್ನು ತಿಳಿಸುವ ಪ್ರಕಟಣೆಯನ್ನು ದಿನಪತ್ರಿಕೆಗಳಲ್ಲಿ ಸಾರ್ವಜನಿಕರ / ಆಸಕ್ತರ ಮಾಹಿತಿಗಾಗಿ ಪ್ರಕಟಿಸಲಾಯಿತು. ಆಯೋಗದಲ್ಲಿ ಭಾಗೀದಾರರಿಂದ ಸಲಹೆಗಳು / ಅಭಿಪ್ರಾಯಗಳು / ಆಕ್ಷೇಪಣೆಗಳನ್ನು ಸ್ವೀಕರಿಸಲಾಯಿತು. ಆಯೋಗವು ದಿನಾಂಕ 25.09.2019 ರಂದು ಈ ವಿಷಯವಾಗಿ 'ಸಾರ್ವಜನಿಕ ವಿಚಾರಣೆ' ಯನ್ನು ನಡೆಸಿತು.

ಸಾರ್ವಜನಿಕ ವಿಚಾರಣೆಯಲ್ಲಿ ಭಾಗವಹಿಸಿದ ಭಾಗೀದಾರರು, ಮುಖ್ಯವಾಗಿ ಕೆಲವು ಭಿನ್ನಾಭಿಪ್ರಾಯಗಳೊಂದಿಗೆ ಕರಡು ತಿದ್ದುಪಡಿಗಳಲ್ಲಿ ಪ್ರಸ್ತಾಪಿಸಲಾದ ದರಗಳ ಬಗ್ಗೆ

ಕಾಳಜಿಯನ್ನು ವ್ಯಕ್ತಪಡಿಸಿದರು. ಸಮಂಜಸವಾದ ದರಗಳನ್ನು ನಿಗದಿಪಡಿಸುವಂತೆ ಭಾಗೀದಾರರು ನೀಡಿದ ಆಕ್ಷೇಪಣೆಗಳ ಹಿನ್ನೆಲೆಯಲ್ಲಿ ಪ್ರಸ್ತಾಪಿಸಲಾದ ದರಗಳನ್ನು ಮರು ಪರಿಶೀಲಿಸುವಂತೆ ಆಯೋಗವು ಕಚೇರಿಗೆ ನಿರ್ದೇಶನ ನೀಡಿತು. ವಿವಿಧ ಭೌಗೋಳಿಕ ಸ್ಥಳಗಳಲ್ಲಿರುವ ವಿವಿಧ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ನಿಗದಿಯಾದ ದರಗಳ ಮರುಪರಿಶೀಲನೆಗಾಗಿ, ಮತ್ತೊಮ್ಮೆ ಎಲ್ಲಾ ಎಸ್ಕಾಂಗಳ ವಿವಿಧ ಒ & ಎಂ ವಿಭಾಗಗಳಿಂದ ಇನ್ನೂ ಕೆಲವು ಮಂಜೂರಾದ ಅಂದಾಜುಗಳನ್ನು ಸಂಗ್ರಹಿಸಿ ವಿಶ್ಲೇಷಿಸಲಾಯಿತು. ಹೀಗೆ ಸಿದ್ಧಪಡಿಸಿದ ವಿಶ್ಲೇಷಣೆಯನ್ನು 13.12.2019 ರಂದು ನಡೆದ ಸಭೆಯಲ್ಲಿ ಆಯೋಗದ ಮುಂದೆ ಮಂಡಿಸಲಾಯಿತು. ನಗರ ಪ್ರದೇಶಗಳು ಮತ್ತು ಗ್ರಾಮೀಣ ಪ್ರದೇಶಗಳಲ್ಲಿ ವಿದ್ಯುತ್ ಮಾರ್ಗಗಳ ಸ್ಥಾಪನೆಗೆ ವಿವಿಧ ರೀತಿಯ ವಾಹಕಗಳನ್ನು ಬಳಸಲಾಗುತ್ತಿದೆ, ನಗರ ಮತ್ತು ಗ್ರಾಮಾಂತರ ಪ್ರದೇಶಗಳಲ್ಲಿ ಅಳವಡಿಸಿಕೊಳ್ಳಲಾದ ಅಂತರದ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯಲ್ಲಿನ (ಕಂಬಗಳ ನಡುವಿನ ಅಂತರ) ವ್ಯತ್ಯಾಸ ಇತ್ಯಾದಿಗಳು ವಿಶ್ಲೇಷಣೆಯಿಂದ ಬಹಿರಂಗವಾಯಿತು. ಪ್ರತಿ ಕೆ.ಡಬ್ಲ್ಯು.ಗೆ ತಗಲುವ ವೆಚ್ಚದಲ್ಲಿನ ವ್ಯತ್ಯಾಸಕ್ಕೆ ಇತರ ಕಾರಣಗಳು, ಬಡಾವಣೆಗಳ ಗಾತ್ರ, ನಿವೇಶನಗಳ ಸಂಖ್ಯೆ, ಬಡಾವಣೆಯ ಸ್ಥಳ, ಕಂಬಗಳ ಮಾದರಿ, ಹೆಚ್‌ಟಿ ಮತ್ತು ಎಲ್‌ಟಿ ಮಾರ್ಗಗಳ ಉದ್ದ, ವಾಹಕಗಳ ಮಾದರಿ, ಅಂದರೆ ಓಎಚ್ ಅಥವಾ ಯುಜಿ, ಬಳಸಲಾದ ಓಎಚ್ ಮತ್ತು ಯುಜಿ ವಾಹಕದ ಗಾತ್ರ, ಬಳಸಿದ ವಿತರಣಾ ಪರಿವರ್ತಕಗಳ ಸಂಖ್ಯೆ, ಬಳಸಿದ ವಿತರಣಾ ಪರಿವರ್ತಕಗಳ ಸಾಮರ್ಥ್ಯ, ಸಂಬಂಧಿತ ಬಿಡಿಭಾಗಗಳು, ಅಂದರೆ ಬೀದಿ ದೀಪಗಳು ಮತ್ತು ನೀರಿನ ಪಂಪ್‌ಗಳು, ಇತ್ಯಾದಿಗಳ ಮೇಲೆ ಅವಲಂಬಿಸಿರುತ್ತದೆ.

ಆಯೋಗವು ಭಾಗೀದಾರರ ಮನವಿ ಮತ್ತು ಸಲಹೆಗಳು / ಅಭಿಪ್ರಾಯಗಳು / ಆಕ್ಷೇಪಣೆಗಳನ್ನು ಪರಿಗಣಿಸಿ, ಪರಿಷ್ಕೃತ ವಿಶ್ಲೇಷಣೆಯನ್ನು ಮರುಪರಿಶೀಲಿಸಿದ ನಂತರ, 2003ರ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ಅಧಿನಿಯಮದ, ಪರಿಚ್ಛೇದ 181ರ ಜೊತೆಗೆ ಓದಲಾದ ಪರಿಚ್ಛೇದ 46, ಪರಿಚ್ಛೇದ 43ರ ಉಪ ಪರಿಚ್ಛೇದ (2), ರಡಿ ಪ್ರದತ್ತವಾದ ಅಧಿಕಾರ ಹಾಗೂ ಈ ಸಂಬಂಧ ದತ್ತವಾದ ಎಲ್ಲಾ ಅಧಿಕಾರವನ್ನು ಚಲಾಯಿಸಿ, ಆಯೋಗವು, ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗ (ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜಿಗಾಗಿ ವೆಚ್ಚದ ವಸೂಲಿ) ವಿನಿಯಮಗಳು, 2004 ಕ್ಕೆ ಮತ್ತಷ್ಟು ತಿದ್ದುಪಡಿಗಳನ್ನು ಈ ಕೆಳಗಿನಂತೆ ಮಾಡಿರುತ್ತದೆ:

1. ಶೀರ್ಷಿಕೆ ಮತ್ತು ಪ್ರಾರಂಭ:

- ಈ ವಿನಿಯಮಗಳನ್ನು ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗ (ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜಿಗಾಗಿ ವೆಚ್ಚದ ವಸೂಲಿ) (ಹತ್ತನೇ ತಿದ್ದುಪಡಿ) ವಿನಿಯಮಗಳು 2020 ಎಂಬುದಾಗಿ ಕರೆಯಬಹುದಾಗಿರುತ್ತದೆ.

- b) ಈ ವಿನಿಯಮಗಳು, ಕರ್ನಾಟಕ ರಾಜ್ಯದ ಅಧಿಕೃತ ರಾಜ್ಯಪತ್ರದಲ್ಲಿ ಪ್ರಕಟಗೊಂಡ ದಿನಾಂಕದಿಂದ ಮತ್ತು ತದ ನಂತರ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ಸರಬರಾಜಿಗೆ ಅನುಮೋದನೆ ನೀಡಲ್ಪಡುವ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ಅರ್ಜಿದಾರರಿಗೆ ಅನ್ವಯಿಸುವಂತೆ ಜಾರಿಗೆ ಬರಲಿದೆ.
- c) ಈ ವಿನಿಯಮಗಳು ಸಂಪೂರ್ಣ ಕರ್ನಾಟಕ ರಾಜ್ಯಕ್ಕೆ ಅನ್ವಯವಾಗಲಿದೆ.

2. ಕೆಲವು ಷರತ್ತುಗಳ ತಿದ್ದುಪಡಿ:

2004 ರ, ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗ (ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜಿಗಾಗಿ ವೆಚ್ಚದ ವಸೂಲಿ) ವಿನಿಯಮಗಳಲ್ಲಿನ, ಕೆಳಗಿನ ಕೋಷ್ಟಕದ ಕಲಂ-2 ರಲ್ಲಿ ಉಲ್ಲೇಖಿಸಲಾದ ಅಸ್ತಿತ್ವದಲ್ಲಿರುವ ವಿನಿಯಮಗಳನ್ನು ಕಲಂ-3 ರಲ್ಲಿ ಉಲ್ಲೇಖಿಸಲಾದ ವಿನಿಯಮಗಳಂತೆ ಬದಲಿಸಬೇಕು:

1	2	3
ಷರತ್ತು ಸಂಖ್ಯೆ:	ಹಾಲಿ ಇರುವ ಷರತ್ತು	ತಿದ್ದುಪಡಿ / ಸೇರ್ಪಡೆ ಮಾಡಲಾದ ಷರತ್ತು
2 2 (b) (a)	ವ್ಯಾಖ್ಯಾನ ಹೊಸತು	ವ್ಯಾಖ್ಯಾನ "ಬಿಡಿ" - ಅಂದರೆ, 1976 ರ ಬೆಂಗಳೂರು ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ ಅಧಿನಿಯಮದ, ಪರಿಚ್ಛೇದ 2 (ಎ) ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ವ್ಯಾಖ್ಯಾನಿಸಲಾಗಿರುವಂತೆ ಬೆಂಗಳೂರು ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ;
2 (b) (b)	ಹೊಸತು	"ಬಿಎಮ್‌ಆರ್‌ಡಿ" ಎಂದರೆ, 1985 ರ ಬೆಂಗಳೂರು ಮಹಾನಗರ ಪ್ರದೇಶ ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ ಅಧಿನಿಯಮದ, ಪರಿಚ್ಛೇದ 2 (ಎ) ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ವ್ಯಾಖ್ಯಾನಿಸಲಾಗಿರುವಂತೆ ಬೆಂಗಳೂರು ಮಹಾನಗರ ಪ್ರದೇಶ ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ;
2 (b) (c)	ಹೊಸತು	"ನಗರ" ಎಂದರೆ, ಪರಿಚ್ಛೇದ 3 ರ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ಒಂದು ದೊಡ್ಡ ನಗರ ಪ್ರದೇಶವೆಂದು ನಿರ್ದಿಷ್ಟಪಡಿಸಲಾದ ಯಾವುದೇ ಸ್ಥಳೀಯ ಪ್ರದೇಶ ಮತ್ತು 1976 ರ ಕರ್ನಾಟಕ ಮುನ್ಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಷನ್ ಅಧಿನಿಯಮದ, ಪರಿಚ್ಛೇದ (2) (4) ರ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ವ್ಯಾಖ್ಯಾನಿಸಲಾದಂತೆ, ಅಂತಹ ಪ್ರದೇಶದ ಪರಿಮಿತಿಯ ವಿಸ್ತರಣೆ, ಸಂಕೋಚನ ಅಥವಾ ಬದಲಾವಣೆಗಳಿಗೆ ಒಳಪಡಿಸಬಹುದಾದ ಪ್ರದೇಶವೆಂದು ಪರಿಗಣಿಸಲಾಗುತ್ತದೆ;
2 (b) (d)	ಹೊಸತು	"ನಗರ ಮುನ್ಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಷನ್" - ಅಂದರೆ, ಪರಿಚ್ಛೇದ (2) (4) ರ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ವ್ಯಾಖ್ಯಾನಿಸಲಾದಂತೆ ಮತ್ತು 1964 ರ ಕರ್ನಾಟಕ ಪುರಸಭೆಗಳ ಅಧಿನಿಯಮದ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ಸ್ಥಾಪಿಸಲಾದ ನಗರ ಮುನ್ಸಿಪಲ್ ಕೌನ್ಸಿಲ್;

1	2	3
ಷರತ್ತು ಸಂಖ್ಯೆ	ಹಾಲಿ ಇರುವ ಷರತ್ತು	ತಿದ್ದುಪಡಿ / ಸೇರ್ಪಡೆ ಮಾಡಲಾದ ಷರತ್ತು
2 (c) (a)	ಹೊಸತು	"ನಿಗಮ" - ಅಂದರೆ, 1976 ರ ಕರ್ನಾಟಕ ಮುನ್ಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಷನ್ಸ್ ಅಧಿನಿಯಮದ, ಪರಿಚ್ಛೇದ (2) (6) ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ವ್ಯಾಖ್ಯಾನಿಸಲಾದಂತೆ ಸ್ಥಾಪಿಸಲಾದ ನಿಗಮ;
2 (c) (b)	ಹೊಸತು	"ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ" - ಅಂದರೆ, ಪರಿಚ್ಛೇದ (2) (ಎ) ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ವ್ಯಾಖ್ಯಾನಿಸಲಾದಂತೆ ಮತ್ತು 1987 ರ ಕರ್ನಾಟಕ ನಗರಾಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರಗಳ ಅಧಿನಿಯಮದ, ಪರಿಚ್ಛೇದ 3 ರ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ರಚಿಸಲಾದ ನಗರಾಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ;
2 (g) (a)	ಹೊಸತು	"ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯತ್" ಅಂದರೆ, ಪರಿಚ್ಛೇದ (2) (15) ರ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ವ್ಯಾಖ್ಯಾನಿಸಲಾದಂತೆ ಮತ್ತು 1993 ರ ಕರ್ನಾಟಕ ಪಂಚಾಯತ್ ರಾಜ್ ಅಧಿನಿಯಮದ, ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ಸ್ಥಾಪಿಸಲಾದ ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯತಿ;
2 (r)	ಹೊಸತು	"ಟೌನ್ ಮುನ್ಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಷನ್" - ಅಂದರೆ, ಪರಿಚ್ಛೇದ (2) (28) ರ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ವ್ಯಾಖ್ಯಾನಿಸಲಾದಂತೆ ಮತ್ತು 1964 ರ ಕರ್ನಾಟಕ ಪುರಸಭೆಗಳ ಅಧಿನಿಯಮದ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ಸ್ಥಾಪಿಸಲಾದ ಪಟ್ಟಣ ಪುರಸಭೆ;
2 (s)	ಹೊಸತು	"ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯತ್" - ಅಂದರೆ, ಪರಿಚ್ಛೇದ (2) (28) ಎ) ರ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ವ್ಯಾಖ್ಯಾನಿಸಲಾದಂತೆ ಮತ್ತು 1964 ರ ಕರ್ನಾಟಕ ಪುರಸಭೆಗಳ ಅಧಿನಿಯಮದ ಅಡಿಯಲ್ಲಿ ಸ್ಥಾಪಿಸಲಾದ ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯತ್;
3.2.3	ಅಭಿವೃದ್ಧಿದಾರರ ಕಡೆಯಿಂದ ಉಪೇಕ್ಷಿಸಲ್ಪಟ್ಟ ಮತ್ತು ಅಭಿವೃದ್ಧಿದಾರರು ವಿದ್ಯುತ್ ಮಾರ್ಗ / ಉಪಕರಣಗಳನ್ನು ಸ್ಥಾಪಿಸದೇ ಇರುವ ಲೇಔಟ್‌ಗಳ ಸಂದರ್ಭದಲ್ಲಿ, ವಿತರಣಾ ಪರವಾನಗಿದಾರರು ಈ ಕೆಳಗಿನಂತೆ ವಿದ್ಯುತ್ ಮಾರ್ಗ / ಉಪಕರಣಗಳನ್ನು ಸ್ಥಾಪಿಸಲು ತಗಲುವ ವೆಚ್ಚವನ್ನು ವಸೂಲಿ ಮಾಡಬಹುದಾಗಿರುತ್ತದೆ:	ಯಾವುದೇ ಬದಲಾವಣೆ ಇಲ್ಲ.
3.2.3 (i)	ಬೆಂಗಳೂರು ಮಹಾನಗರ ಪಾಲಿಕೆ, ಬಿ.ಡಿ.ಎ. ಮತ್ತು ಅದರ ಒಟ್ಟುಗೂಡಿದ ಪ್ರದೇಶ ಮತ್ತು ಮೈಸೂರು, ಮಂಗಳೂರು, ಹುಬ್ಬಳ್ಳಿ, ಗುಲ್ಬರ್ಗಾ ಮತ್ತು ಬೆಳಗಾವಿ ನಗರ ಪಾಲಿಕೆಗಳು ಮತ್ತು ಅದರ ಒಟ್ಟುಗೂಡಿದ ಪ್ರದೇಶಗಳಲ್ಲಿ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ;	ಬೃಹತ್ ಬೆಂಗಳೂರು ಮಹಾನಗರಪಾಲಿಕೆ, ಬೆಂಗಳೂರು ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ (ಬಿಡಿಎ), ಬೆಂಗಳೂರು ಮಹಾನಗರ ಪ್ರದೇಶ ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ (ಬಿಎಂಆರ್‌ಡಿಎ) ಮತ್ತು ಮೈಸೂರು, ಮಂಗಳೂರು, ಹುಬ್ಬಳ್ಳಿ-ಧಾರವಾಡ, ಕಲಬುರ್ಗಿ, ಬೆಳಗಾವಿ, ಬಳ್ಳಾರಿ, ದಾವಣಗೆರೆ ಶಿವಮೊಗ್ಗ, ತುಮಕೂರು, ಮತ್ತು ವಿಜಯಪುರ ನಗರಗಳಲ್ಲಿ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ ಸಂಬಂಧಿಸಿದಂತೆ.

1 ಷರತ್ತು ಸಂಖ್ಯೆ	2 ಹಾಲಿ ಇರುವ ಷರತ್ತು	3 ತಿದ್ದುಪಡಿ / ಸೇರ್ಪಡೆ ಮಾಡಲಾದ ಷರತ್ತು
3.2.3 (i) (a)	1,200 ಚದರ ಅಡಿ ಮತ್ತು ಅದಕ್ಕಿಂತ ಕಡಿಮೆ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ. ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.4,000 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್ಗೆ ರೂ.4,000.	1,200 ಚದರ ಅಡಿ ಮತ್ತು ಅದಕ್ಕಿಂತ ಕಡಿಮೆ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ. ವಿದ್ಯುತ್ ಮೂಲಸೌಕರ್ಯವನ್ನು ಅಭಿವೃದ್ಧಿಪಡಿಸಲು, ಓವರ್ ಹೆಡ್ (ಒಎಚ್) ಮಾರ್ಗಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.6,500 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್ಗೆ ರೂ. 6,500 ಮತ್ತು ಭೂಗತ (ಯುಜಿ) ಕೇಬಲ್ ಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.16,750 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್ಗೆ ರೂ.16,750.
3.2.3 (i) (b)	1,200 ಚದರ ಅಡಿಗಿಂತ ಹೆಚ್ಚಿನ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ. ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.12,000 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್ಗೆ ರೂ.4,000.	1,200 ಚದರ ಅಡಿಗಿಂತ ಹೆಚ್ಚಿನ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ. ವಿದ್ಯುತ್ ಮೂಲಸೌಕರ್ಯವನ್ನು ಅಭಿವೃದ್ಧಿಪಡಿಸಲು, ಓವರ್ ಹೆಡ್ (ಒಎಚ್) ಮಾರ್ಗಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.19,500 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್ಗೆ ರೂ. 6,500 ಮತ್ತು ಭೂಗತ (ಯುಜಿ) ಕೇಬಲ್ ಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.50,250 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್ಗೆ ರೂ.16,750.
3.2.3 (ii)	ಸ್ಥಳೀಯ / ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರದಿಂದ ಗುರುತಿಸಲ್ಪಟ್ಟಿರುವ ಇತರ ನಗರ, ಪಟ್ಟಣ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯಲ್ಲಿನ ಪ್ರದೇಶಗಳಲ್ಲಿ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ. ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.4,000 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್ಗೆ ರೂ.4,000.	3.2.3 (ii) (a) ಮತ್ತು 3.2.3 (ii) (b) ಎಂದು ಮಾರ್ಪಡಿಸಲಾಗಿದೆ.
3.2.3 (ii) (a)	ಹೊಸತು	ಸ್ಥಳೀಯ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ (ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ) ದಿಂದ ಗುರುತಿಸಲ್ಪಟ್ಟ ನಗರ ಪ್ರದೇಶಗಳು / ಕಾರ್ಪೊರೇಶನ್ ಪ್ರದೇಶಗಳು / ನಗರ ಮುನ್ಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಶನ್ ಪ್ರದೇಶಗಳು, ಟೌನ್ ಮುನ್ಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಶನ್ ಮಿತಿಗಳಲ್ಲಿ / ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯತ್ ಮಿತಿಯಲ್ಲಿ, 1,200 ಚದರ ಅಡಿ ಮತ್ತು ಅದಕ್ಕಿಂತ ಕಡಿಮೆ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ. ವಿದ್ಯುತ್ ಮೂಲಸೌಕರ್ಯವನ್ನು ಅಭಿವೃದ್ಧಿಪಡಿಸಲು, ಓವರ್ ಹೆಡ್ (ಒಎಚ್) ಮಾರ್ಗಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.6,500 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್ಗೆ ರೂ. 6,500 ಮತ್ತು ಭೂಗತ (ಯುಜಿ) ಕೇಬಲ್ / ಏರಿಯಲ್ ಬಂಚ್ಡ್ ಕೇಬಲ್‌ಗಳನ್ನು (ಎಬಿಸಿ) ಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.16,750 ಗೆ

1 ಷರತ್ತು ಸಂಖ್ಯೆ:	2 ಹಾಲಿ ಇರುವ ಷರತ್ತು	3 ತಿದ್ದುಪಡಿ / ಸೇರ್ಪಡೆ ಮಾಡಲಾದ ಷರತ್ತು
3.2.3 (iii) (b)	ಹೊಸತು	<p>ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ ರೂ.16,750.</p> <p>ಸ್ಥಳೀಯ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ (ಅಭಿವೃದ್ಧಿ ಪ್ರಾಧಿಕಾರ) ದಿಂದ ಗುರುತಿಸಲ್ಪಟ್ಟ ನಗರ ಪ್ರದೇಶಗಳು / ಕಾರ್ಪೊರೇಶನ್ ಪ್ರದೇಶಗಳು / ನಗರ ಮುನ್ಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಶನ್ ಪ್ರದೇಶಗಳು, ಟೌನ್ ಮುನ್ಸಿಪಲ್ ಕಾರ್ಪೊರೇಶನ್ ಮಿತಿಗಳಲ್ಲಿ / ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯತ್ ಮಿತಿಯಲ್ಲಿ, 1,200 ಚದರ ಅಡಿಗಿಂತ ಹೆಚ್ಚಿನ ಆಯಾಮಗಳನ್ನು ಹೊಂದಿರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ, ವಿದ್ಯುತ್ ಮೂಲಸೌಕರ್ಯವನ್ನು ಅಭಿವೃದ್ಧಿಪಡಿಸಲು, ಓವರ್ ಹೆಡ್ (ಒಎಚ್) ಮಾರ್ಗಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.19,500 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ ರೂ. 6,500 ಮತ್ತು ಭೂಗತ (ಯುಜಿ) ಕೇಬಲ್ / ಏರಿಯಲ್ ಬಂಜ್ಡ್ ಕೇಬಲ್ ಗಳನ್ನು (ಎಬಿಸಿ) ಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.50,250 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ ರೂ.16,750.</p>
3.2.3 (iii)	<p>ಪಟ್ಟಣಗಳ ಮಿತಿಯಿಂದ ಹೊರಗಿರುವ ಬಡಾವಣೆಗಳಲ್ಲಿನ, ಉಪ-ಕಲಂ 3.2.3 (i) & (ii) ರಲ್ಲಿ ಉಲ್ಲೇಖಿಸಿರುವ ಪಟ್ಟಣಗಳನ್ನು ಹೊರತುಪಡಿಸಿದಂತೆ ಇರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ, ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.3,000 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ ರೂ.3,000.</p>	<p>ಪಟ್ಟಣ ಪುರಸಭೆಯ ಮಿತಿಗಳು / ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯತ್ ಮಿತಿಯಿಂದ ಹೊರಗಿರುವ ಬಡಾವಣೆಗಳಲ್ಲಿನ, ಉಪ-ಕಲಂ 3.2.3 (i), (a), 3.2.3 (i) (b), 3.2.3 (ii) (a) & 3.2.3 (ii) (b) ನಲ್ಲಿ ಉಲ್ಲೇಖಿಸಲಾದ ಪ್ರದೇಶಗಳನ್ನು ಹೊರತುಪಡಿಸಿದಂತೆ ಮತ್ತು ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯತ್ ಮಿತಿಯ ಒಳಗೆ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ, ಓವರ್ ಹೆಡ್ (ಒಎಚ್) ಮಾರ್ಗಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.5,750 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ ರೂ.5,750 ಮತ್ತು ಭೂಗತ (ಯುಜಿ) ಕೇಬಲ್ / ಎಬಿಸಿ ಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.16,500 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ ರೂ.16,500.</p>
3.2.3 (iv)	<p>ಪರಿತ್ಯಜಿಸಲಾದ (abandoned) ಬಡಾವಣೆಗಳನ್ನು ಹೊರತುಪಡಿಸಿದಂತೆ, ಗ್ರಾಮ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯ ಹೊರಗೆ, ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯಿತಿ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯ ಹೊರಗೆ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ, ಕಂದಾಯ ನಿವೇಶನಗಳು, ದಾಖಲೆಗಳಿಲ್ಲದ (Stray) ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ, ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.3,000 ಗಳಿಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ ರೂ.3,000. (ದಿನಾಂಕ 12.01.2006ರ ತಿದ್ದುಪಡಿಯಂತೆ).</p>	<p>ಗ್ರಾಮ ಪಂಚಾಯಿತಿ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯ ಹೊರಗೆ ಪಟ್ಟಣ ಪಂಚಾಯಿತಿ ವ್ಯಾಪ್ತಿಯ ಹೊರಗೆ ಬರುವ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ, ಕಲಂ 3.2.3 (i), 3.2.3 (ii) ಮತ್ತು 3.2.3 (iii) ಮತ್ತು ಅವುಗಳ ಉಪ-ಕಲಮುಗಳು ಸೇರಿದಂತೆ ನಮೂದಿಸಲಾದ ಬಡಾವಣೆಗಳನ್ನು ಹೊರತುಪಡಿಸಿದಂತೆ, ಕಂದಾಯ ನಿವೇಶನಗಳು, ದಾಖಲೆಗಳಿಲ್ಲದ (Stray) ಇತ್ಯಾದಿ ನಿವೇಶನಗಳಿಗೆ, ಓವರ್ ಹೆಡ್ (ಒಎಚ್) ಮಾರ್ಗಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ಪ್ರತಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.5,750 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ ರೂ.5,750 ಮತ್ತು</p>

1 ಷರತ್ತು ಸಂಖ್ಯೆ:	2 ಹಾಲಿ ಇರುವ ಷರತ್ತು	3 ತಿದ್ದುಪಡಿ / ಸೇರ್ಪಡೆ ಮಾಡಲಾದ ಷರತ್ತು
		ಭೂಗತ (ಯುಜಿ) ಕೇಬಲ್ / ಎಬಿಸಿ ಗಳನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ ನಿವೇಶನಕ್ಕೆ ಕನಿಷ್ಠ ರೂ.16,500 ಗೆ ಒಳಪಟ್ಟಂತೆ ಕೋರಿರುವ ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ ರೂ.16,500.
3.2.3 (v)	ಹೊಸತು	ಅಗತ್ಯವಿದ್ದಲ್ಲಿ, ಬೆಲೆ ಸೂಚ್ಯಂಕದಲ್ಲಿನ ವ್ಯತ್ಯಾಸಕ್ಕೆ ಅನುಗುಣವಾಗಿ ಬದಲಾಗುವ ದರ ಅನುಸೂಚಿಯಂತೆ (SR) ವಸೂಲು ಮಾಡಬಹುದಾದ ಶುಲ್ಕಗಳ ಪರಿಷ್ಕರಣೆ ಕೋರಿ, ಪ್ರತಿ ಮೂರು (3) ವರ್ಷಗಳಿಗೊಮ್ಮೆ ವ್ಯತ್ಯಾಸದಲ್ಲಿನ ಅನುಮೋದನೆ ಪಡೆಯಲು ಸಾಕ್ಷ್ಯ ಪುರಾವೆಗಳೊಂದಿಗೆ ವಿದ್ಯುತ್ ಸರಬರಾಜು ಕಂಪನಿಗಳು (ಐಸಾಂಗಳು) ಆಯೋಗದ ಮುಂದೆ ಅರ್ಜಿ ಸಲ್ಲಿಸಬೇಕಿರುತ್ತದೆ.
ಟಿಪ್ಪಣಿ (1)	ಮೇಲಿನ ಎಲ್ಲಾ ಸಂದರ್ಭಗಳಲ್ಲಿ, (ಅಂದರೆ, 3.2.3 (i), (ii), (iii) & (iv)), 3 ಕೆ.ಡಬ್ಲ್ಯೂ ಮೀರಿದ ಒಟ್ಟು ಹೊರಗಳಿಗಾಗಿ ಮಾತ್ರ, ಅಂತಹ ಹೆಚ್ಚುವರಿ ಹೊರಗಳಿಗೆ ಸೂಕ್ತವಾದ ಸ್ಕ್ವಾಬ್ ದರಗಳಲ್ಲಿ ಖಂಡ 3.1.1 ರಂತೆಯೂ ಶುಲ್ಕಗಳನ್ನು ವಸೂಲು ಮಾಡುವುದು. ಪರ್ಯಾಯವಾಗಿ ಅರ್ಜಿದಾರರು ಸ್ವಯಂ ಕಾರ್ಯಗತಗೊಳಿಸುವಿಕೆಯ ಆಧಾರದ ಮೇಲೆ ವಿದ್ಯುತ್ ಮಾರ್ಗದ ಕೆಲಸವನ್ನು ಕೈಗೊಳ್ಳಬಹುದು.	ಉಳಿಸಿಕೊಳ್ಳಲಾಗಿದೆ.
ಟಿಪ್ಪಣಿ (2)	ಬೆಂಗಳೂರು ಮಹಾನಗರ ಪಾಲಿಕೆಯನ್ನು ಒಳಗೊಂಡ ಬೆಂಗಳೂರು ಮಹಾನಗರ, ದಾಸರಹಳ್ಳಿ ನಗರ ನಗರಸಭೆ, ಯಲಹಂಕ ನಗರ ನಗರಸಭೆ, ಬ್ಯಾಟರಾಯನಪುರ ನಗರ ನಗರಸಭೆ, ಕೆಂಗೇರಿ ಪಟ್ಟಣ ನಗರಸಭೆ, ರಾಜರಾಜೇಶ್ವರಿ ನಗರ ನಗರಸಭೆ, ಕೃಷ್ಣರಾಜಪುರ ನಗರ ನಗರಸಭೆ, ಮಹದೇವಪುರ ನಗರ ನಗರಸಭೆ, ಬೊಮ್ಮನಹಳ್ಳಿ ನಗರ ನಗರಸಭೆ ಮತ್ತು ಬಿಡಿ ಪ್ರದೇಶಗಳ ಕಡೆಗೆ ಎಚ್ ಟಿ / ಎಲ್ ಟಿ ಭೂಗತ (ಯುಜಿ) ಕೇಬಲ್ / ಎಬಿಸಿ ವ್ಯವಸ್ಥೆಯನ್ನು ಅಳವಡಿಸುವಲ್ಲಿ 3 ಕೆ.ಡಬ್ಲ್ಯೂ ಗಿಂತ ಹೆಚ್ಚಿನ ಹೊರಗಳಿಗೆ, ಪ್ರತಿ ಕಿಲೋವ್ಯಾಟ್‌ಗೆ ಹೆಚ್ಚುವರಿಯಾಗಿ ರೂ.1000 ವನ್ನು ಮೇಲಿನ ಎಲ್ಲಾ ಪ್ರದೇಶಗಳಲ್ಲಿ ಸಂಗ್ರಹಿಸಬೇಕು.	ತೆಗೆದುಹಾಕಲಾಗಿದೆ.

ಆಯೋಗದ ಆದೇಶದ ಮೇರೆಗೆ

ಕಾರ್ಯದರ್ಶಿ

ಕರ್ನಾಟಕ ವಿದ್ಯುಚ್ಛಕ್ತಿ ನಿಯಂತ್ರಣ ಆಯೋಗ