

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-463-476>

УДК 621.316

О целесообразности прокладки вне населенных пунктов кабельных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ вместо воздушных

М. А. Короткевич¹⁾, С. И. Подгайский¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2022
Belarusian National Technical University, 2022

Реферат. В настоящее время в Республике Беларусь вне населенных пунктов прокладываются воздушные линии электропередачи напряжением 10 и 35 кВ на железобетонных вибрированных (10 кВ) и центрифугированных (35 кВ) стойках опор. Они отличаются низкой надежностью и наносят ущерб окружающей среде, поскольку требуют отчуждения земли под опоры и вырубki широкой просеки для прокладки в лесном массиве. Кроме того, опоры и провода линий электропередачи создают препятствия для работы сельскохозяйственных машин, несут опасность поражения электрическим током персонала и населения. Избежать отмеченных недостатков можно, заменив воздушные линии кабельными, в которых используются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, характеризующиеся весьма низким параметром потока отказов. Вопреки сложившемуся мнению о более высокой стоимости кабельных линий электропередачи по сравнению с воздушными того же номинального напряжения, оказалось, что при учете надежности, стоимости потерянной в линиях за год электроэнергии, ущерба окружающей среде и энергосистеме от необходимости выполнения более дорогостоящих по сравнению с плановыми аварийных ремонтов, прокладка кабельных линий с одно- и трехжильными кабелями на напряжение 10 и 35 кВ вместо воздушных вне населенной местности вполне оправдана. При этом более предпочтительна прокладка трехжильных кабелей. Следует иметь в виду, что с увеличением протяженности кабельных линий растет емкостной ток замыкания на землю, для компенсации которого в центрах питания необходимо устанавливать дополнительные средства – дугогасящие реакторы или резисторы, учет стоимости которых (до 22 % от стоимости 1 км кабельной линии) тем не менее не оказывает существенного влияния на сделанные нами выводы относительно эффективности применения кабельных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ в ненаселенной местности вместо воздушных.

Ключевые слова: кабельные линии, воздушные линии, ущерб окружающей среде, номинальное напряжение, надежность, изоляция из сшитого полиэтилена

Для цитирования: Короткевич, М. А. О целесообразности прокладки вне населенных пунктов кабельных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ вместо воздушных / М. А. Короткевич, С. И. Подгайский // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 5. С. 463–476. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-463-476>

Адрес для переписки

Короткевич Михаил Андреевич
Белорусский национальный
технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 378-65-82
elsyst@tut.by

Address for correspondence

Korotkevich Michail A.
Belarusian National
Technical University
65/2, Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 378-65-82
elsyst@tut.by

On the Expediency of Laying Cable Power Lines with a Voltage of 6–35 kV Outside Settlements Instead of Overhead Power Lines

M. A. Korotkevich¹⁾, S. I. Podgaisky¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. It is noted that at present, 10 and 35 kV overhead power transmission lines are being laid outside the settlements of the Republic of Belarus on reinforced concrete vibrated (10 kV) and centrifuged (35 kV) poles that are characterized by low reliability and damaging the environment (on account of alienation of land for poles, the need to make a wide clearing for laying in the forest, obstructions by poles and wires of lines to the operation of agricultural machinery, the danger of electric shock to personnel and the public). It is possible to avoid these disadvantages if, instead of overhead lines, power transmission cables with cables insulated by cross-linked polyethylene are used which are characterized by a very low failure flow parameter. Contrary to the prevailing opinion about the higher cost of cable power transmission lines compared to overhead ones of the same rated voltage, it turned out that, taking into account reliability, the cost of electricity lost in the lines for a year, damage to the environment and to the power system caused by the need to perform more expensive emergency repairs (as compared to a planned one), laying cable lines with three-core and single-core cables of a voltage of 10 and 35 kV instead of overhead cables outside the populated area is fairly justified. In this connection, the laying of three-core cables is more preferable. It should be also borne in mind that with an increase in the length of cable lines, the capacitive earth fault current increases, to compensate for which additional devices are needed to be installed in power centers, viz. arc-extinguishing reactors or resistors, accounting for the cost of which (up to 22 % of the cost of one kilometer of cable line) does not significantly affect the conclusions we have drawn regarding the effectiveness of using 6–35 kV cable power lines in an unpopulated area instead of overhead ones, however.

Keywords: cable lines, overhead lines, environmental damage, rated voltage, reliability, cross-linked polyethylene insulation

For citation: Korotkevich M. A., Podgaisky S. I. (2022) On the Expediency of Laying Cable Power Lines with a Voltage of 6–35 kV Outside Settlements Instead of Overhead Power Lines. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (5), 463–476. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-463-476> (in Russian)

Введение

В настоящее время в Республике Беларусь вне населенных пунктов прокладываются, как правило, воздушные линии электропередачи напряжением 10 и 35 кВ на железобетонных вибрированных (10 кВ) и центрифугированных (35 кВ) стойках опор. Они отличаются низкой надежностью, особенно линии 10 кВ, и наносят ущерб окружающей среде, поскольку требуют отчуждения земли под опоры и для прокладки просеки в лесном массиве. В зоне отчуждения ухудшаются условия работы сельскохозяйственных машин из-за механических препятствий, создаваемых опорами и проводами линии. Воздушные линии электропередачи изменяют рельеф местности, а высота, архитектурная форма и окраска элементов опор оказывает негативное эстетическое воздействие.

Избежать отмеченных недостатков можно заменив воздушные линии электропередачи кабельными того же номинального напряжения. При этом используемые кабели, например с изоляцией из сшитого полиэтилена, могут

быть в одно- либо трехфазном исполнении. Вместе с тем следует иметь в виду, что применение кабельных линий вместо воздушных требует использования кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена с токоведущими жилами большей площади поперечного сечения, чем у проводов воздушных линий.

Таким образом, при сравнении вариантов прокладки линий электропередачи необходимо учесть капитальные затраты (стоимость материалов и их монтажа), годовые эксплуатационные расходы, включающие плату за отчуждаемую под опоры землю, экологический ущерб и ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям при аварийных и плановых отключениях линии.

Основная часть

Будем полагать, что воздушные линии электропередачи сооружаются во втором районе по ветровой нагрузке (скоростной напор ветра 50 даН/м²) и третьем районе по гололедной нагрузке (толщина стенки гололеда 20 мм). Технические характеристики воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 10 и 35 кВ, по данным [1–7], приведены в табл. 1.

Таблица 1

Технические характеристики воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 10 и 35 кВ

Technical characteristics of overhead and cable power transmission lines with a voltage of 10 and 35 kV

Наименование технической характеристики	Значение технической характеристики для линии			
	воздушной напряжением, кВ		кабельной напряжением, кВ	
	10	35	10	35
Марка и площадь поперечного сечения проводов и жил кабелей	АС 70/11	АС 150/24	АПвП 1×120/16 АПвП 3×120/16	АПвП 1×300/25 2 АПвП 3×95/16
Допустимый ток нагрузки, А	265	450	288/265	476/466
Тип железобетонной опоры	СВ 110-50	СК 22	–	–
Расстояние между фазами, м	1,0	3,5	–	–
Длина пролета, м	80	150	–	–
Количество опор на 1 км: промежуточных анкерных	12 2	6 2	– –	– –
Ширина просеки, м	21,7–41,0	28,8–43,5	4	4
Примечания: 1. Допустимый ток нагрузки, А: числитель – для одножильных кабелей, знаменатель – для трехжильных. 2. Максимальное значение ширины просеки соответствует высоте по обе стороны оси линии, равной 20 м. 3. АС 70/11, АС 150/24 – сталеалюминиевый провод площадью поперечного сечения: алюминиевой части 70 и 150 мм², стальной 11 и 24 мм²; АПвП 1×120/16, АПвП 1×300/25 – одножильный кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из вулканизированного (сшитого) полиэтилена с полиэтиленовой наружной оболочкой площадью поперечного сечения жил 120, 300 мм², экрана 16, 25 мм²; АПвП 3×120/16, 2 АПвП 3×95/16 – трехжильные один или два кабеля с той же изоляцией. 4. СВ 110-50 – железобетонная стойка вибрированная длиной 11 м с предельным изгибающим моментом 50 кН·м; СК 22 – железобетонная стойка коническая длиной 22 м.				

В качестве критерия оптимальности сравниваемых вариантов сооружения линии электропередачи примем минимум приведенных затрат Z_i , включающих в себя: капитальные затраты K_i в i -м варианте, годовые эксплуатационные расходы I_i , ежегодный ущерб окружающей среде $Y_{эки}$, от недоотпуска электроэнергии потребителям из-за аварийных Y_{ai} и плановых Y_{pi} отключений и энергосистеме из-за необходимости проведения аварийного ремонта вместо планового $Y_{э/си}$ [6, 8, 9]:

$$Z_i = EK_i + I_i + Y_{эки} + Y_{ai} + Y_{pi} + Y_{э/си}, \quad (1)$$

где E – норма дисконта, принимается равной ставке рефинансирования Национального банка Республики Беларусь (равна 0,12).

Оценка капитальных затрат на сооружение воздушных и кабельных линий электропередачи

В состав капитальных затрат на сооружение линий электропередачи напряжением 10 и 35 кВ входит стоимость:

- материалов (для воздушных линий – опоры и их оснастка, провода, изоляторы, линейная арматура; для кабельных линий – кабели, соединительные и концевые муфты, защитно-сигнальная лента);
- строительно-монтажных работ (для воздушных линий – сборка опор и траверс, установка опор, подвеска проводов, монтаж заземляющих устройств, подготовка трассы линии для прохода через лесной массив; для кабельных линий – устройство постели в траншее, укладка кабеля, монтаж соединительных и концевых муфт, засыпка кабеля сеяным песком, укладка защитно-сигнальной ленты, обратная засыпка траншеи грунтом, уплотнение грунта, установка сигнальных столбиков, подготовка трассы линии для прохода через лесной массив).

Стоимость 1 км воздушной линии электропередачи напряжением 10 и 35 кВ в соответствии с нормами расхода ресурса (база НРР–2017) в текущих ценах (на 01.04.2021) составит соответственно 26351 и 68600 руб. Стоимость одного километра кабельной линии, определенная по НРР–2017: напряжением 10 кВ – 73814 руб. (АПвП 1×120/16) и 56153 руб. (АПвП 3×120/16); напряжением 35 кВ – 158264 руб. (АПвП 1×300/25) и 144392 (2 АПвП 3×95/16).

Значения годовых эксплуатационных расходов по воздушным и кабельным линиям электропередачи

Годовые эксплуатационные расходы состоят из расходов на амортизацию, текущий и капитальный ремонты, техническое обслуживание и стоимость потерянной электроэнергии, а также платы за пользование отчужденной территорией. Значения составляющих годовых эксплуатационных расходов, а именно на амортизацию, капитальный и текущий ремонты, а также техническое обслуживание, могут быть определены долей от капитальных затрат [1, 10] (табл. 2).

Таблица 2
Годовые эксплуатационные расходы по линиям электропередачи напряжением 10 и 35 кВ
Annual operating costs for 10 and 35 kV power transmission lines

Номинальное напряжение линии, кВ	Тип линии	Марка провода или тип кабеля	Стоимость линии, руб.	Доля отчислений от капитальных затрат		Годовые эксплуатационные расходы, руб.		Стоимость одного капитального ремонта C_k , руб.	Увеличение затрат энергосистемы на выполнение аварийных ремонтов $U_{э/с}$, руб.
				общая	на капитальный ремонт	общие	на капитальный ремонт		
10	Воздушная	АС 70/11	26351,0	0,0392	0,006	1032,9	158,1	1185,7	592,8
		АПвП 1×120/16 АПвП 3×120/16	73814,0 56153,0	0,073 0,073	0,003 0,003	5388,4 4099,0	221,4 168,5	1660,5 1263,7	166,0 126,4
	Воздушная	АС 150/24	68600,0	0,028	0,004	1920,8	274,4	2058,0	1029,0
35	Кабельная	АПвП 1×300/25 2АПвП 3×95/16	158264,0 144392,0	0,054 0,054	0,004 0,004	8546,3 7797,1	633,0 577,6	4747,5 4532,0	474,7 433,2

Стоимость воздушной линии, проходящей через лесные участки, 141918 руб. (10 кВ) и 613452 руб. (35 кВ), т. е. в шесть раз больше, чем при прокладке вне населенной местности [9].

Приведенные значения расходов на капитальный ремонт (табл. 2) позволяют определить стоимость одного капитального ремонта C_k при известной периодичности T их выполнения, которую примем равной шести годам:

$$p_{k.pi} K_i t_{сл} = n_k C_k = \left(\frac{t_{сл}}{T} - 1 \right) C_k, \quad (2)$$

где $p_{k.pi}$ – доля отчислений от капитальных затрат K_i на капитальный ремонт; $t_{сл}$ – срок службы линий, примем равным 30 годам; n_k – количество капитальных ремонтов за срок службы с учетом того, что в последний год использования линии плановый капитальный ремонт не производится [11].

Из (2) следует

$$C_k = \frac{p_{k.pi} K_i t_{сл}}{\frac{t_{сл}}{T} - 1} = \frac{p_{k.pi} K_i T}{1 - \frac{T}{t_{сл}}} = 7,5 p_{k.pi} K_i. \quad (3)$$

Стоимость одного аварийного ремонта

$$C_a = a C_k, \quad (4)$$

где a – коэффициент, установленный опытным путем; $a = 1,5$ – для воздушных линий электропередачи напряжением 10 и 35 кВ; $a = 1,1$ – для кабельных линий [11].

Увеличение затрат энергосистемы на выполнение аварийного ремонта (табл. 2)

$$Y_{э/с} = C_a - C_k = C_k (a - 1). \quad (5)$$

Оценка стоимости потерянной электроэнергии в воздушных и кабельных линиях электропередачи

Стоимость потерянной за год электроэнергии в линии длиной 1 км определяется по формуле

$$\Delta W \beta = 3 I_{доп}^2 r_o \tau \beta, \quad (6)$$

где ΔW – количество потерянной электроэнергии, кВт·ч; β – стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии, руб./(кВт·ч); $I_{доп}$ – длительно допустимый ток нагрузки на провода и жилы кабеля, равен: 265 А – голый провод АС 70/11; 450 А – голый провод АС 150/24; 288 и 265 А – одно- и трехжильный кабели АПвП 120/16 напряжением 10 кВ; 476 А – одножильный кабель АПвП 1×300/25; 466 А – трехжильный кабель 2 АПвП 3×95/16

напряжением 35 кВ; r_o – активное сопротивление 1 км линии, равно: 0,428 и 0,198 Ом/км – соответственно для проводов АС 70/11 и АС 150/24; 0,258, 0,103, 0,163 Ом/км – соответственно для жил кабелей АПвП 1×120/16 (АПвП 3×120/16), АПвП 1×300/25, 2АПвП 3×95/16; τ – время потерь, ч; для сельской сети $\tau = 1900$ ч [10].

Значение β может быть определено по формулам [10] и составляет (в ценах 1980 г.) 2,69 и 2,22 коп./кВт·ч соответственно для линий напряжением 10 и 35 кВ. В нынешних ценах с учетом переводного коэффициента 6,54 полученные значения соответствуют 17,59 и 14,52 коп./кВт·ч. Заметим, что тариф за потребленную электроэнергию бытовыми потребителями в Республике Беларусь в настоящее время равен 20,92 коп./кВт·ч. Стоимость потерянной за год электроэнергии при принятых исходных данных приведена в табл. 3.

Таблица 3

**Стоимость потерянной за год электроэнергии
в воздушных и кабельных линиях электропередачи**
**The cost of electricity lost per year in overhead
and cable transmission lines**

Номинальное напряжение линии, кВ	Тип линии	Марка провода или кабеля	Стоимость потерянной за год электроэнергии при нагрузке, руб.		
			$I_{\text{доп}}$	$0,5I_{\text{доп}}$	$0,3I_{\text{доп}}$
10	Воздушная	АС 70/11	30136,3	7534,1	3348,47
	Кабельная	АПвП 1×120/16	21455,8	5363,9	2384,00
	Кабельная	АПвП 3×120/16	18168,1	4542,0	2018,60
35	Воздушная	АС 150/24	33177,4	8294,4	3686,3
	Кабельная	АПвП 1×300/25	19314,9	4828,7	2146,1
	Кабельная	2 АПвП 3×95/16	29295,4	7323,9	3255,0

Ежегодная плата владельцев воздушных линий за отчужденную под опоры землю составляет 172 руб./га, или 0,0172 руб./м² (1,1 % от кадастровой стоимости), или 1,5 и 3,8 руб./км линии напряжением 10 и 35 кВ соответственно. Отмеченные значения значительно меньше других составляющих годовых эксплуатационных расходов, следовательно, ими можно пренебречь.

Таким образом, значение годовых эксплуатационных расходов I_i вычисляется по формулам:

– для воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ

$$I_{10}^{\text{ВЛ}} = 0,0392(K_{10}^{\text{ВЛ}} + Y_{\text{эк}}) + \Delta W_{10}^{\text{ВЛ}} \beta_{10}; \quad (7)$$

– воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ

$$I_{35}^{\text{ВЛ}} = 0,028(K_{35}^{\text{ВЛ}} + Y_{\text{эк}}) + \Delta W_{35}^{\text{ВЛ}} \beta_{35}; \quad (8)$$

– кабельных линий электропередачи напряжением 10 кВ

$$И_{10}^{КЛ} = 0,073K_{10}^{КЛ} + \Delta W_{10}^{КЛ} \beta_{10}; \quad (9)$$

– кабельных линий электропередачи напряжением 35 кВ

$$И_{35}^{КЛ} = 0,054K_{35}^{КЛ} + \Delta W_{35}^{КЛ} \beta_{35}; \quad (10)$$

где $K_{10}^{ВЛ}$, $K_{35}^{ВЛ}$, $K_{10}^{КЛ}$, $K_{35}^{КЛ}$ – капитальные затраты на сооружение 1 км соответственно воздушной и кабельной линии электропередачи напряжением 10 и 35 кВ; β_{10} , β_{35} – стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии в линиях напряжением 10 и 35 кВ.

Значения $У_{эк} = 6K_{10}^{ВЛ}$, $У_{эк} = 6K_{35}^{ВЛ}$ учитываются только при прохождении линии через лесные массивы.

Ежегодный ущерб окружающей среде

Одним из способов количественного учета экологического воздействия воздушных линий электропередачи служит метод эквивалентных километров [8, 9]. Капитальные затраты для линии длиной 1 км с учетом условий прохождения трассы определяются как:

$$K = K_{10}^{ВЛ} \alpha_1; \quad K = K_{35}^{ВЛ} \alpha_1, \quad (11)$$

где α_1 – коэффициент перевода реальной длины линии в эквивалентную.

В соответствии с разработанной шкалой перевода реальных километров в эквивалентные для условий Республики Беларусь: $\alpha_1 = 1,0$ – для трасс воздушных линий, проходящих по редко населенной сельской местности; $\alpha_1 = 6,0$ – для трасс воздушных линий, проходящих через лесной массив [8, 9].

При прокладке кабельных линий через лесной массив ширина просеки равна 4 м, что примерно в 10 раз меньше, чем для прокладки воздушной линии напряжением 10 и 35 кВ (составляет 0,6 единицы). Следовательно, повышающий коэффициент α_1 в этом случае может быть равным 1,6.

Значение $\alpha_1 = 6,0$ получено исходя из того, что ущерб окружающей среде от вырубki леса заключается не только в затратах на саму вырубку (валка и разделка деревьев, их трелевка, корчевка пней, срезка кустарника и мелколесья), но и в стоимостной оценке экологических последствий вырубki (снижение водоохранных и водорегулирующих, противозерозионных, климаторегулирующих, почво- и полезащитных функций леса, изменение среды обитания животных и птиц и их генофонда). Кроме этого, имеет место изменение древесно-сырьевого запаса, ресурсов технического, минерального и лекарственного сырья, пищевых и кормовых продуктов. Изменяются также санитарно-гигиенические и кислородообразующие условия местности [9]. Таким образом, капитальные затраты на сооружение воздушных линий, трассы которых проходят через лесной массив, следует увеличить в шесть раз [6, 9].

Максимальное значение площади территории, подлежащей очистке от леса, для прокладки 1 км воздушных линий напряжением 10 и 35 кВ равно соответственно 4,1 га (41×1000 м) и 4,35 га ($43,5 \times 1000$ м). Для прокладки кабельных линий при тех же условиях требуется полоса, равная 0,4 га (4×1000 м), т. е. меньшая в 10 раз. Если повышающий коэффициент $\alpha_1 = 6,0$ разделить на 10, то капитальные затраты на сооружение кабельных линий, прокладываемых через лес, должны быть увеличены в $1 + 0,6 = 1,6$ раза.

Расчеты, выполненные в текущих ценах (на 01.04.2021) в соответствии с НРР–2017, показали, что стоимость только вырубki леса для прокладки 1 км воздушной линии может достигать $6K_{10}^{БЛ}$ при размещении на одном гектаре 600 деревьев диаметром до 0,5 м. Если на одном гектаре просеки необходимо вырубki 100 деревьев диаметром до 0,5 м, то стоимость только вырубki приближается к стоимости линии.

Оценка ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям

Недоотпуск электроэнергии потребителям $W_{\text{нед}}$, кВт·ч, имеет место при аварийных W_a и плановых $W_{\text{п}}$ отключениях линий электропередачи:

$$W_{\text{нед}} = W_a + W_{\text{п}} = P_{\text{max}} \lambda_a t_a + P_{\text{п}} \lambda_{\text{п}} t_{\text{п}} = P_{\text{max}} (\lambda_a t_a + 0,2 \lambda_{\text{п}} t_{\text{п}}), \quad (12)$$

где P_{max} – максимальная нагрузка линии, кВт; λ_a – параметр потока отказов, 1/100 км в год; $\lambda_{\text{п}} = \frac{1}{T}$ – средняя частота плановых отключений, 1/год; T – межремонтный период; t_a – средняя продолжительность ликвидации аварийного отключения, ч; $t_{\text{п}}$ – то же одного планового отключения линии, ч; $P_{\text{п}} = 0,2 P_{\text{max}}$ – мощность, передаваемая по линии в момент ее отключения для проведения планового ремонта, кВт [8].

Максимальная активная нагрузка линии определяется по формуле

$$P_{\text{max}} = \sqrt{3} U_{\text{н}} I_{\text{доп}} \cos \varphi, \quad (13)$$

где $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, кВ; $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток на провода воздушной линии напряжением: 10 кВ – 265 А (для АС 70/11), 35 кВ – 450 А (для АС 150/24); $\cos \varphi = 0,9$ – коэффициент мощности.

При отмеченных значениях: $P_{\text{max}} = 4126$ кВт – для воздушной линии напряжением 10 кВ с проводами АС 70/11; $P_{\text{max}} = 24522$ кВт – для воздушной линии напряжением 35 кВ с проводами АС 150/24. Значения остальных составляющих выражения (12) в соответствии с наиболее поздними данными [12] приведены в табл. 4.

Параметр потока отказов кабельной линии с кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена принят в 5,5 раза меньшим, чем для кабелей с бумажно-масляной изоляцией, где он составляет 7,5 и 3,2 отказа на 100 км в год для линий напряжением соответственно 10 и 35 кВ [8, 13–15].

Показатели надежности линий электропередачи

Reliability indicators of power transmission lines

Номинальное напряжение, кВ	Тип линии	Параметр потока отказов $\lambda_{\text{аб}}$, 1/100 км в год	Средняя продолжительность ликвидации аварийного отключения $t_{\text{аб}}$, ч	Средняя частота плановых отключений $\lambda_{\text{пл}}$, 1/год	Средняя продолжительность ликвидации отключения $t_{\text{лп}}$, ч	Недоотпуск электроэнергии $W_{\text{недо}}$ (кВт·ч) · 10 ³ , при нагрузке		Ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб. · 10 ³ , при нагрузке и удельном ущербе, руб./ (кВт·ч)			
						P_{max}	0,5 P_{max}	P_{max}		0,5 P_{max}	
								1,375	0,21	1,375	0,21
10	Воздушная	4	11,4	10	30,7	255,2	127,6	350,9	53,6	175,5	26,8
	Кабельная с изоляцией из сшитого полиэтилена	1,5	16,0	1,0	2,0	2,64	1,32	3,69	0,55	1,82	0,27
35	Воздушная	1,4	9,0	9,0	35,0	1547,9	773,9	2128,3	325,1	1064,1	162,5
	Кабельная с изоляцией из сшитого полиэтилена	0,6	9,0	1,0	2,0	111,13	55,6	152,8	23,3	76,4	11,6

Примечания: $P_{\text{max}} = 4126$ кВт – для воздушной линии напряжением 10 кВ; $P_{\text{max}} = 24522$ кВт – для воздушной линии напряжением 35 кВ.

Суммарные приведенные затраты по воздушным и кабельным линиям, проложенным вне населенной местности и через лесной массив, даны в табл. 5, 6.

Таблица 5

**Суммарные приведенные затраты по воздушным
и кабельным линиям электропередачи напряжением 10 и 35 кВ,
прокладываемым вне населенной местности**

**Total reduced costs for overhead and cable power
transmission lines with a voltage of 10 and 35 kV
laid outside the populated area**

Номинальное напряжение линии, кВ	Тип линии	Марка провода или тип кабеля	Составляющие затрат, руб.						
			Капитальные затраты K_f	EK_f	Расходы на экс- плуатацию I_f	Стоимость поте- рянной электро- энергии	Ущерб от недо- отпуска электро- энергии	Ущерб энерго- системе $U_{\text{эл}}$	Суммарные затраты
10	Воз- душная	АС 70/1	26351,0	2437,5	1032,9	30136,3* 3348,5**	26800,0	592,8	60995,3* 34211,7**
	Кабель- ная	АПвП 1×120/16	73814,0	6827,8	5388,4	21455,8* 2384,0**	270,0	166,0	34108,0* 15036,2**
		АПвП 3×120/16	56153,0	5194,0	4099,0	18168,1* 2012,6**	270,0	126,4	27857,5* 11702,0**
35	Воз- душная	АС 150/24	68600,0	6345,5	1920,8	33177,4* 3686,3**	162500,0	1029,0	204972,7* 175481,6**
	Кабель- ная	АПвП 1×300/25	158264,0	14639,4	8546,3	19314,9* 2146,1**	11600,0	474,7	54575,3* 37406,5**
		2 АПвП 3×95/16	144392,0	13356,2	7797,1	14647,7* 3255,0**	11600,0	433,2	47834,2* 36441,5**

Примечания: * – при нагрузке, равной $I_{\text{доп}}$, А; ** – при нагрузке, равной $0,3I_{\text{доп}}$, А; удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии принят равным 0,21 руб./(кВт·ч).

Таким образом, затраты на сооружение и эксплуатацию кабельных линий напряжением 10 и 35 кВ с одно- и трехжильными кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена меньше, чем на воздушные линии, проложенные вне населенной местности или проходящие через лесной массив. При этом прокладка трехжильных кабелей предпочтительнее, чем одножильных. Соотношение суммарных затрат по сооружению и эксплуатации воздушных и кабельных линий напряжением 10 и 35 кВ сохраняется также при изменении значений нагрузки (до $0,3I_{\text{доп}}$) и удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям (до 0,21 руб./(кВт·ч)).

Прокладка кабельных линий напряжением 6–35 кВ вместо воздушных приведет к необходимости компенсации емкостных токов замыкания на землю, предельные значения которых $I_{\text{пред}}$ равны 30, 20, 10 А соответственно при номинальном напряжении сети 6, 10, 35 кВ.

Таблица 6

Суммарные затраты по воздушным и кабельным линиям электропередачи напряжением 10 и 35 кВ, прокладываемым через лесной массив

Total costs of overhead and cable power transmission lines with a voltage of 10 and 35 kV laid through the forest

Номинальное напряжение линии, кВ	Тип линии	Марка провода или тип кабеля	Составляющие затрат, руб.						
			Капитальные затраты K_i	EK_i	Расходы на эксплуатацию I_i	Стоимость поте- рянной электро- энергии	Ущерб от недоот- пуска электро- энергии	Ущерб энерго- системе $U_{\%i}$	Суммарные затраты
10	Воздуш- ная	АС 70/1	158106,0	14624,8	1032,9	30136,3* 3348,5**	26800,0	592,8	73186,8* 46399,0**
	Кабель- ная	АПвП 1×120/16	118102,4	10924,5	5388,4	21455,8* 2384,0**	270,0	166,0	38204,7* 19132,9**
		АПвП 3×120/16	89844,8	8310,6	4099,0	18168,1* 2012,6**	270,0	126,4	30974,1* 14818,6**
35	Воздуш- ная	АС 150/24	411600,0	38073,0	1920,8	33177,4* 3686,3**	162500,0	1029,0	236700,2* 207206,1*
	Кабель- ная	АПвП 1×300/25	253222,0	23423,0	8546,3	19314,9* 2146,1**	11600,0	474,7	63358,9* 46190,1**
		2 АПвП 3×95/16	231027,2	21370,0	7797,1	14647,7* 3255,0**	11600,0	433,2	55848,0* 44455,3**
Примечания: * – при нагрузке, равной $I_{\text{доп}}$, А; ** – при нагрузке, равной $0,3I_{\text{доп}}$, А; удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии принят равным 0,21 руб./ (кВт ч).									

Предельную суммарную длину $L_{\text{пред}}$ подключенных к одной секции шин кабельных линий, до которой допустима работа сети с изолированной нейтралью без компенсации емкостного тока, можно определить по формуле

$$L_{\text{пред}} = \frac{I_{\text{пред}}}{\sqrt{3}U_n \omega C_0 \cdot 10^3}, \quad (14)$$

где $\omega = 314$ – угловая частота, 1/с; C_0 – рабочая емкость кабеля, Ф/км, $C_0 = 0,12 \cdot 10^{-6}$ Ф/км – для кабелей напряжением 10 кВ с площадью поперечного сечения жил 120 мм²; $C_0 = 0,24 \cdot 10^{-6}$ Ф/км – для двух параллельных кабелей напряжением 35 кВ с площадью поперечного сечения жил 95 мм²; $C_0 = 0,158 \cdot 10^{-6}$ Ф/км – для кабелей напряжением 35 кВ с площадью поперечного сечения жил 300 мм² [13].

Значения $L_{\text{пред}}$, вычисленные по (14), равны 30,7, 2,2, 3,3 км соответственно для кабельных линий напряжением 10 и 35 кВ (два параллельных кабеля с площадью поперечного сечения алюминиевых жил 95 мм² и кабели с площадью поперечного сечения жил 300 мм²). При напряжении 6 кВ $L_{\text{пред}} = 51,2$ км. Для воздушных линий значение $L_{\text{пред}}$ больше примерно в 35 раз.

ВЫВОДЫ

1. Показано, что при определении экономической целесообразности прокладки кабельных линий электропередачи вместо воздушных того же номинального напряжения следует принимать во внимание такие факторы, как надежность, стоимость потерь в линиях за год электроэнергии, ущерб окружающей среде и энергосистеме от необходимости выполнения более дорогостоящих, чем плановые, аварийных ремонтов. В результате исследований установлено, что прокладка кабельных линий с одно- и трехжильными кабелями напряжением 10 и 35 кВ вместо воздушных вне населенной местности вполне оправдана, при этом более предпочтительна прокладка трехжильных кабелей.

2. С увеличением протяженности кабельных линий растёт емкостный ток замыкания на землю, для компенсации которого в центрах питания необходимо устанавливать дополнительные средства – дугогасящие реакторы или резисторы. Согласно расчетам, их стоимость составляет до 22 % стоимости одного километра кабельной линии и не оказывает существенного влияния на сделанные выводы относительно эффективности применения кабельных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ вместо воздушных вне населенной местности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотьяна, И. М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
2. Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловых и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний: ТКП 339–2011. Минск: Минэнерго Респ. Беларусь, 2011. 594 с.
3. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова. М.: Энергоатомиздат, 1989. 768 с.
4. Кабели и провода. Каталог продукции. Витебск: Энергокомплект, 2017. 117 с.
5. Фадеева, Г. А. Проектирование распределительных электрических сетей / Г. А. Фадеева, В. Т. Федин. Минск: Выш. шк., 2009. 365 с.
6. Федин, В. Т. Многокритериальная оценка экологических характеристик воздушных линий электропередачи / В. Т. Федин, А. В. Корольков. Минск: Технопринт, 2002. 104 с.
7. Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнение для расчета номинальной токовой нагрузки (100%-й коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения: ГОСТ РМЭК 60287-1-1–2009. М.: Стандартинформ, 2009. 25 с.
8. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. Ростов н/Д: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. 720 с.
9. Свидерская, О. В. Условия формирования электрических сетей с учетом экологических факторов / О. В. Свидерская. Минск: БГПА, 1993. 16 с.
10. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности / под ред. П. А. Каткова, В. И. Франгуляна. М.: Энергия, 1980. 352 с.
11. Короткевич, М. А. Эксплуатация электрических сетей / М. А. Короткевич. Минск: Выш. шк., 2014. 350 с.
12. Воропай, Н. И. Надежность систем электроснабжения / Н. И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2015. 208 с.

13. Электротехнический справочник: в 3 т. / под общ. ред. И. Н. Орлова [и др.]. М.: Энергоатомиздат, 1985–1988. Т. 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии. 1988. 880 с.
14. Короткевич, М. А. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Ч. 1 / М. А. Короткевич, С. И. Подгайский, А. В. Голомуздов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 5. С. 417–432. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-417-432>.
15. Короткевич, М. А. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Ч. 2 / М. А. Короткевич, С. И. Подгайский, А. В. Голомуздов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 6. С. 505–522. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-6-505-522>.

Поступила 24.03.2022 Подписана в печать 30.05.2022 Опубликовано онлайн 30.09.2022

REFERENCES

1. Rokotyan S. S., Shapiro I. M. [eds.] (1985) *Handbook on the Design of Electric Power Systems*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 352 (in Russian).
2. ТКР 339-2011. *Electrical Installations for Voltage up to 750 kV. Power Transmission Lines, Overhead and Current Lines, Distribution and Transformer Substations, Electric Power and Battery Installations, Electrical Installations of Residential and Public Buildings. Rules of the Preparation and Protective Measures of Electrical Safety. Electricity Accounting. Norms of Acceptance Tests*. Minsk, Ministry of Energy Rep. Belarus, 2011. 594 (in Russian).
3. Baumstein I. A., Bazhanov S. A. [eds.] (1989) *Handbook of High Voltage Electrical Installations*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 768 (in Russian).
4. *Cables and Wires. Product Catalog* (2017). Vitebsk, Energokomplekt Publ. 117 (in Russian).
5. Fadeeva G. A., Fedin V. T. (2009) *Design of Distribution Electrical Networks*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 365 (in Russian).
6. Fedin V. T., Korol'kov A. V. (2002) *Multicriteria Assessment of Environmental Characteristics of Overhead Power Transmission Lines*. Minsk, Technoprint Publ. 104 (in Russian).
7. State standard R IEC 60287-1-1–2009. *Electrical Cables. Calculation of the Rated Current Load. Part 1-1. Equation for Calculating the Rated Current Load (100% Load Factor) and Calculation of Losses. General Provisions*. Moscow, Standartinform Publ., 2009. 25 (in Russian).
8. Gerasimenko A. A., Fedin V. T. (2006) *Transmission and Distribution of Electric Energy*. Rostov-on-Don, Feniks Publ.; Krasnoyarsk, Izdatel'skie Proekty Publ. 720 (in Russian).
9. Sviderskaya O. V. (1993) *Conditions for the Formation of Electric Networks Taking into Account Environmental Factors*. Minsk, BSPA. 16 (in Russian).
10. Katkov P. A., Frangulyan V. I. (1980) *Handbook on the Design of Power Grids in Rural Areas*. Moscow, Energiya Publ. 352 (in Russian).
11. Korotkevich M. A. (2014) *Operation of Electric Networks*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 350 (in Russian).
12. Voropai N. I. (2015) *Reliability of Power Supply Systems*. Novosibirsk, Nauka Publ. 208 (in Russian).
13. Orlov I. N. [ed.] [et al.] (1988) *Electrotechnical Reference Book. Vol. 3. Book 1. Production and Distribution of Electric Energy*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 880 (in Russian).
14. Korotkevich M. A., Podgaitskiy S. I., Golomuzdov A. V. (2017) The Efficacy of the Cables of 6–110 kV with XLPE Insulation. Part 1. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (5), 417–432. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-417-432> (in Russian).
15. Korotkevich M. A., Podgaitskiy S. I., Golomuzdov A. V. (2017) The Efficacy of the Cables of 6–110 kV with XLPE Insulation. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (6), 505–522. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-6-505-522> (in Russian).

Received: 24 March 2022

Accepted: 30 May 2022

Published online: 30 September 2022