

05.14.02 Электрические станции и электроэнергетические системы

УДК 621.316

DOI 10.37493/2307-907X.2022.5.2

Кугучева Дарья Константиновна, Харитонов Максим Сергеевич

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЧЕСКОГО СЕКЦИОНИРОВАНИЯ УЧАСТКА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НА ПРИМЕРЕ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

В работе дана оценка эффективности внедрения реклоузеров на примере участка сети Калининградской области. В статье рассматривается способ повышения надежности электрических распределительных сетей на примере участка сети 15 кВ. Изложены основные принципы повышения надежности распределительных сетей за счет использования интеллектуальных коммутационных аппаратов – реклоузеров. Приведена методика расчета основных индикативных показателей SAIFI и SAIDI и обоснован выбор оптимального места секционирования сети. Показана эффективность использования реклоузеров для снижения частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и снижения средней продолжительности прекращения передачи электроэнергии.

Ключевые слова: секционирование, реклоузер, повышение надежности, распределительные сети.

Darya Kugucheva, Maxim Kharitonov EVALUATING AUTOMATIC SECTIONING EFFICIENCY IN DISTRIBUTION NETWORK OF KALININGRAD REGION

The work is devoted to the analysis of the effectiveness of the introduction of reclosers on the example of a network section of the Kaliningrad region. The article discusses a way to improve the reliability of electrical distribution networks using the example of a 15 kV network section of the Kaliningrad energy system. The main principles of increasing the reliability of distribution networks through the use of intelligent switching devices – reclosers are outlined. The methodology for calculating the main indicative indicators of SAIFI and SAIDI is given and the choice of the optimal place for network partitioning is substantiated. The effectiveness of the use of reclosers to reduce the frequency of interruption of the transmission of electrical energy to the point of delivery and reduce the average duration of interruption of the transmission of electricity has been proven.

Key words: sectioning, recloser, reliability improvement, distribution networks.

Введение / Introduction. В российском электросетевом комплексе эксплуатируются около 1 млн км воздушных линий (ВЛ) электропередачи напряжением 0,4–20 кВ. Постепенный износ распределительных сетей обуславливает снижение показателей надежности электроснабжения. По данным ПАО «Россети», в сетях 6–20 кВ происходит в среднем до 30 отключений в год в расчете на 100 км линий [1].

Качественное и бесперебойное электроснабжение, обеспечение надежной и эффективной работы электрических сетей являются основными направлениями технической политики при проектировании, сооружении, реконструкции и эксплуатации ВЛ [2].

Одним из путей повышения надежности электроснабжения является использования пунктов секционирования, которые в условиях высокой частоты отключений в год обеспечивают снижение возможного недоотпуска электроэнергии потребителям. При секционировании достигается локализация повреждений за счет деления ВЛ на участки, что позволяет уменьшить перемены в электроснабжении, повысить эффективность систем электроснабжения и снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Как правило, для реализации секционирования используются линейные разъединители и пункты секционирования на базе комплектных распределительных устройств наружной установки. Недостатком данного подхода является невозможность достижения высокого уровня надежности электроснабжения за счет ручного выделения аварийного участка и длительного периода восстановления электроснабжения потребителей.

Снижение времени поиска и устранения повреждения и увеличение надежности электроснабжения возможно за счет применения автоматического секционирования. Современным способом данного типа секционирования является применение вакуумных коммутационных аппаратов, оснащенных устройствами релейной защиты, автоматики и телемеханики – реклоузеров. Реклоузеры представляют собой новое поколение коммутационного оборудования, объединившее в себе передовые технологии микропроцессорной релейной защиты и автоматики, а также коммутационной техники. Помимо защитных и противоаварийных функций, реклоузеры осуществляют мониторинг, учет характеристик и параметров электрических сетей [3].

Эффективность секционирования реклоузером обусловлена тем, что существует возможность автоматической локализации повреждения и автоматической подачи питания остальным потребителям, осуществляя их оптимальное резервирование. Возможность повышения надежности электроснабжения за счет применения автоматического секционирования линии рассмотрим на примере участка сети энергосистемы Калининградской области.

Калининградская область является самым западным субъектом Российской Федерации, полностью отделенным от остальной территории страны сухопутными границами иностранных государств и международными водами [4]. Энергосистема Калининградской области входит в состав ОЭС Северо-Запада. В настоящее время на территории Калининградской области находится в эксплуатации более 2 000 км ЛЭП 60–330 кВ и 7 500 км ЛЭП 6–15 кВ.

В рамках национальной технологической инициативы «Энерджинет» на территории Калининградской области в Мамоновском и Багратионовском районах электрических сетей был реализован комплекс работ в рамках проекта «Цифровой РЭС» по интеграции технологии распределенной автоматизации – на воздушных линиях 15 кВ было смонтировано 220 реклоузеров.

В качестве предпосылок реализации проекта рассматривался ряд характеристик распределительных сетей Калининградской области: высокие показатели износа коммутационных аппаратов и иного оборудования (70%), минимальное оснащение приборами учета, низкая загрузка сети, низкая надежность [5].

Для оценки эффективности применения устройств автоматического секционирования в распределительных сетях будет рассмотрен участок сети Калининградской области ВЛ 15–241 (рис. 1), где по результатам расчетов необходимо проведение комплекса мероприятий по обеспечению возможности своевременной локализации поврежденного участка в случае аварийной ситуации и замене разъединителя на реклоузер.

Материалы и методы / Materials and methods. Для расчета режимов распределительной сети 15 кВ и определения индикативных показателей надежности была построена математическая модель ВЛ 15-241 в программном комплексе NEPLAN [6].

Исходные данные по нагрузке трансформаторных подстанций (ТП), получающих питание по ВЛ 15-241, были рассчитаны с учетом мощности трансформаторов 15/0,4 кВ согласно рекомендациям АО «Россети Янтарь»: для режима максимальных нагрузок принята загрузка трансформаторов 40 %, для режима минимальных нагрузок – 20 %. Данные о принятых нагрузках для моделируемых ТП приведены в таблице 1.

Согласно схеме электрических сетей ВЛ 15-241 отходит от третьей секции шин ПС 110 кВ О-47 Борисово (рис. 2). Величины суммарных перетоков мощности по ВЛ 15 кВ приняты с учетом данных о загрузке центров питания согласно СИПРЭ Калининградской области на 2022–2026 годы [4] (таблица 2).

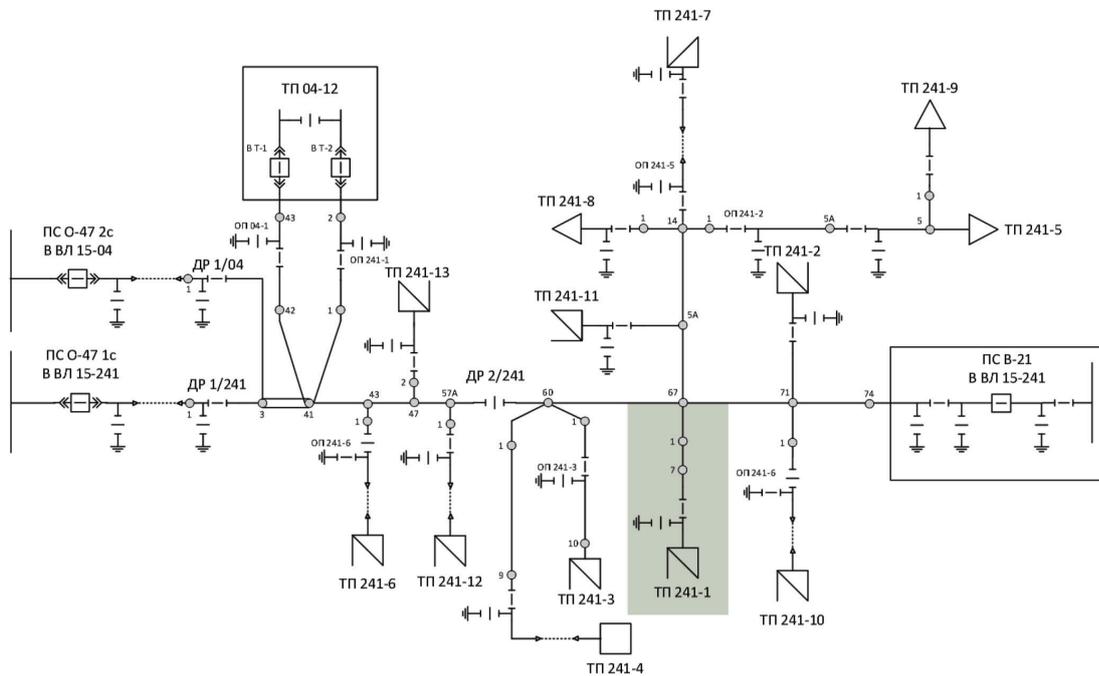


Рис. 1. Схема нормального режима ВЛ 15-241

Таблица 1

Данные о нагрузках ТП ВЛ 15-241

Наименование ТП	Установленная мощность трансформаторов, кВА	Мощность нагрузки, кВА	
		В максимальном режиме	В минимальном режиме
241-2	100	40	20
241-3	630x2	504	252
241-4	630	252	126
241-5	160	64	32
241-7	160	64	32
241-8	63	25,2	12,6
241-9	160	64	32
Оп.241	630	252	126
241-11	100	40	20
241-12	250	100	50
241-13	250	100	50
В-21	400x2	320	160

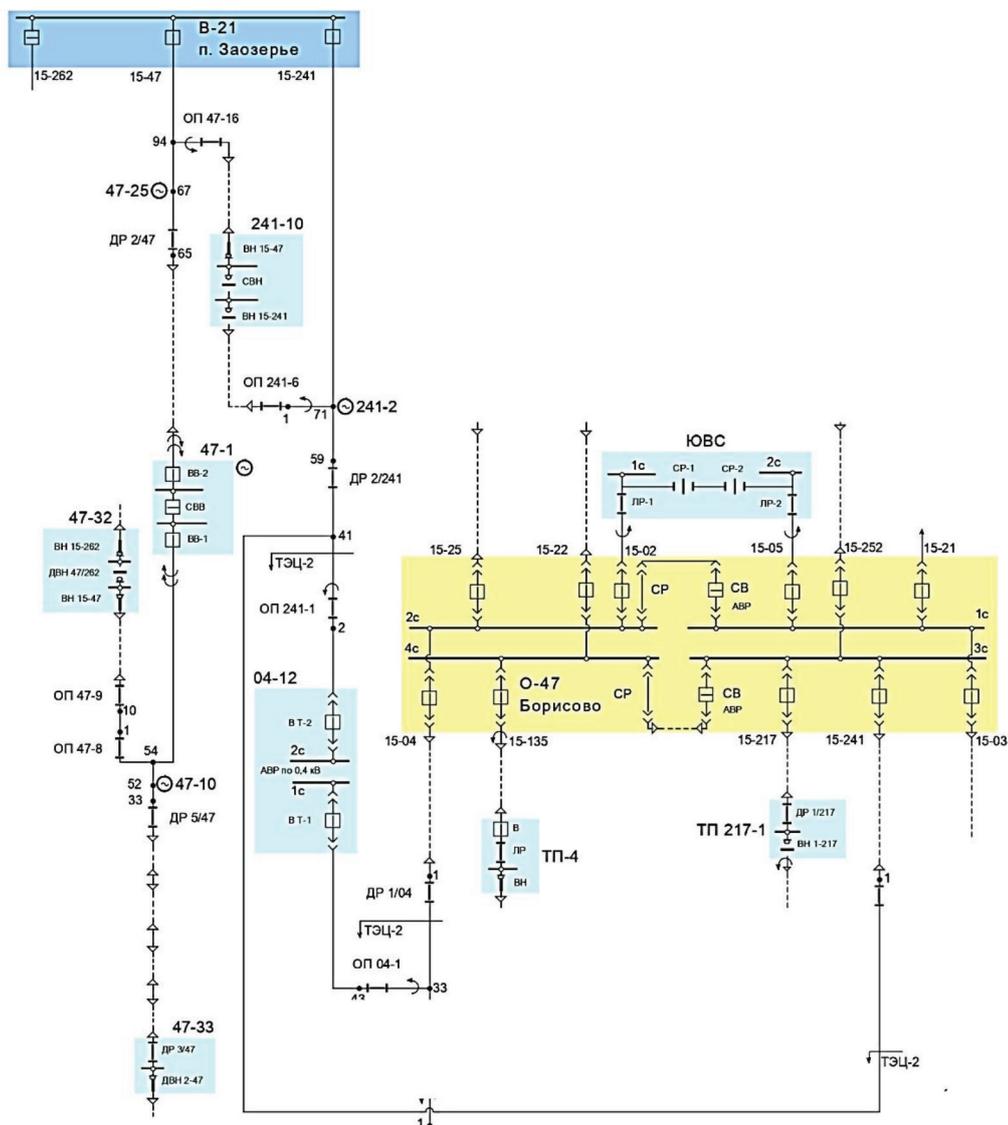


Рис. 2. Схема электрических соединений ВЛ 15-241 и связанных сетей 15 кВ с энергосистемой

Таблица 2

Данные о нагрузке центра питания ПС О-47 Борисово

	СП1		СП2	
	Активная мощность P , МВт	Реактивная мощность Q , Мвар	Активная мощность P , МВт	Реактивная мощность Q , Мвар
<i>Параллельный режим работы энергосистемы</i>				
Зимний максимум нагрузки	6,2	2,1	5,2	1,9
Летний минимум нагрузки	3,4	1,6	1,9	0,8
<i>Изолированный режим работы энергосистемы (перспективный)</i>				
Зимний максимум нагрузки	6,7	2,3	5,7	2,1
Летний минимум нагрузки	3,6	1,7	2,1	0,9

В настоящее время энергосистемы стран Балтии и Калининградской области входят в состав энергообъединения IPS / UPS. К 2025 году возможен переход энергосистемы Калининградской области в автономный режим работы ввиду отделения стран Балтии от энергообъединения IPS / UPS. С учетом подобной перспективы в данном исследовании рассмотрены два варианта работы энергосистемы: при параллельной работе и в изолированном режиме.

Для моделирования ВЛ 15-241 с целью точного воспроизведения математической модели каждого из узлов и присоединений системы была проанализирована схема распределительной сети Гурьевского РЭС. Схема электрических соединений ВЛ 15-241 и связанных сетей 15 кВ с энергосистемой Калининградской области представлена на рисунке 2.

При создании расчетной модели часть энергосистемы за шинами 110 кВ ПС О-47 Борисово была представлена сетевым фидером со следующими параметрами:

- Начальная мощность симметричного КЗ:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot I_k \cdot U_{ном} \tag{1}$$

- Начальные токи симметричного КЗ:

$$I_k = S_k / (\sqrt{3} \cdot U_{ном}) \tag{2}$$

Значения токов трехфазного и однофазного КЗ на шинах 110 кВ ПС О-47 Борисово, согласно [4], приведены в таблице 3. Общий вид построенной математической модели представлен на рисунке 3.

Таблица 3

Уровень токов короткого замыкания на ПС О-47 Борисово

Наименование подстанции	$U_{ном}$, кВ	Нормальный режим		Изолированный режим	
		Трехфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Трехфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА
ПС О-47 Борисово	110	8	6,4	8	6,4

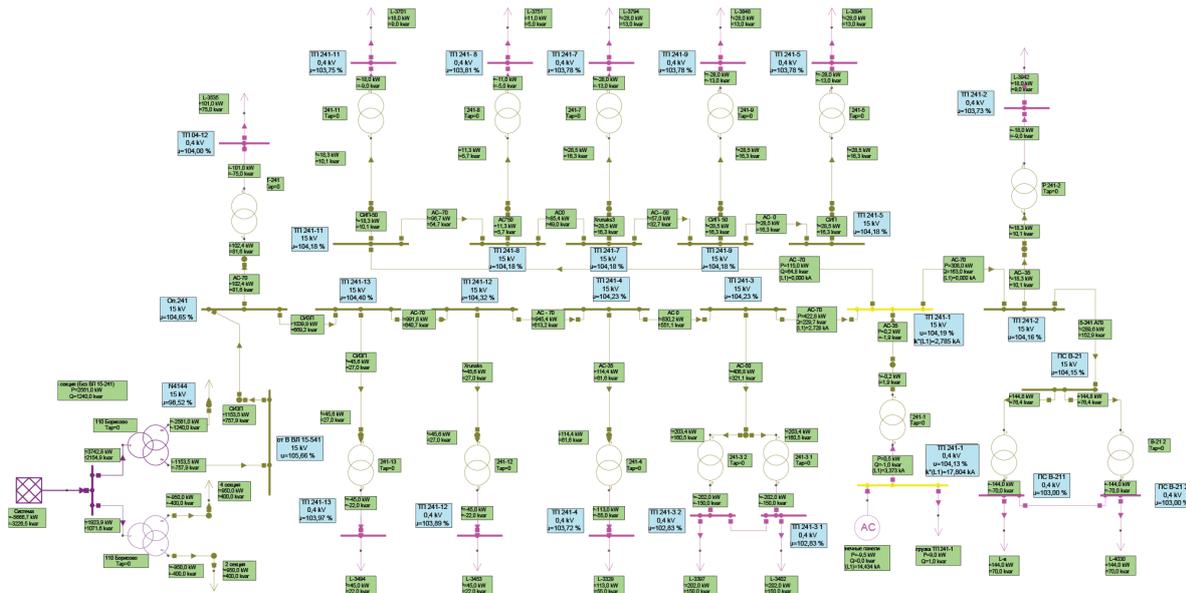


Рис. 3. Общий вид построенной математической модели ВЛ 15-241

Для определения эффекта от внедрения реклоузеров в распределительные сети 15 кВ и повышения надежности рассматриваемого участка сети рассмотрен вариант замены разъединителя ДР 2/241 (рис. 1) на реклоузер производства «Таврида электрик». При этом проводится анализ показателей надежности нескольких вариантов секционирования исследуемого участка энергосистемы:

- существующая схема (с применением разъединителя ДР 2/241) (рис.4);
- замена разъединителя ДР 2/241 на реклоузер (рис.5);
- демонтаж разъединителя ДР 2/241 и установка реклоузера на оптимальном участке сети (рис. 6) по следующему критерию:

$$N_1 \cdot l_1 \approx N_2 \cdot l_2, \quad (3)$$

где N_1, N_2 – количество потребителей на 1 и 2 участках линии; l_1, l_2 – длина 1 и 2 участка линии, км.

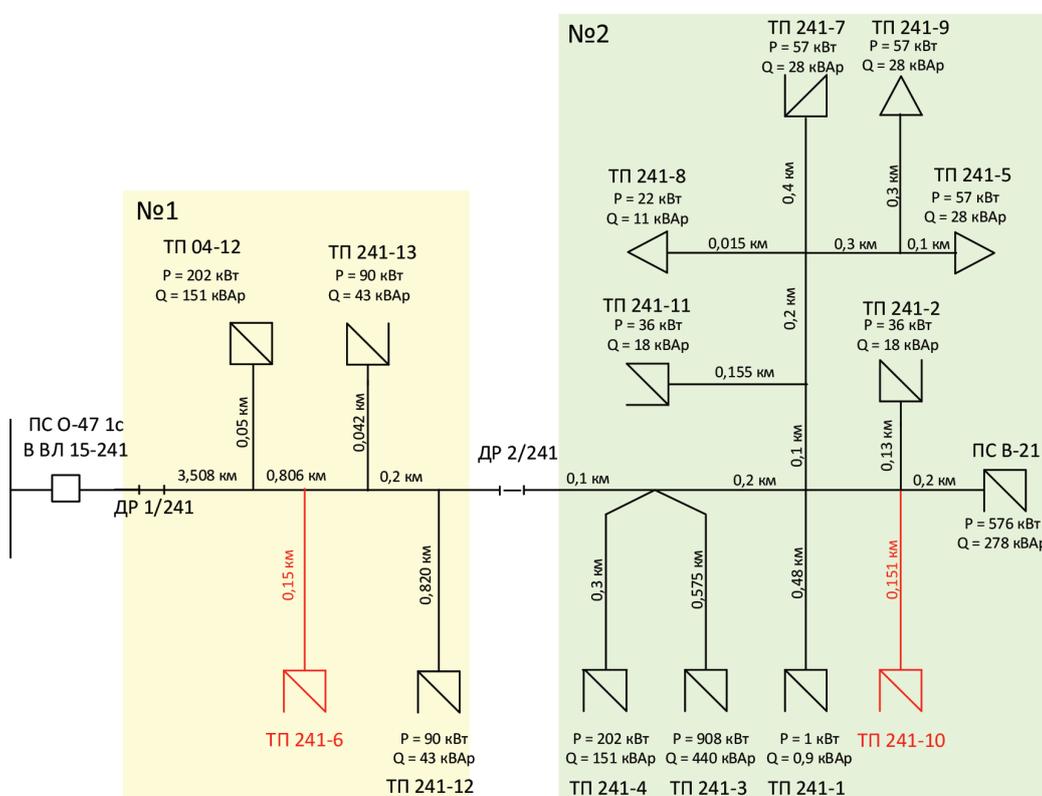


Рис. 4. Существующая схема ВЛ 15-241

Данные по перетокам мощности приняты из результатов моделирования ВЛ 15-241 в ПК NEPLAN при параллельной работе энергосистемы Калининградской области с Литвой в режиме максимальных зимних нагрузок.

Приказ Минэнерго РФ от 29 ноября 2016 г. № 1256 [7] устанавливает использование для целей оценки уровня надёжности следующие показатели: SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – средняя частота прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, и SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – показатель средней продолжительности прекращения передачи электроэнергии, характеризующий продолжительность одного отключения в системе в год.

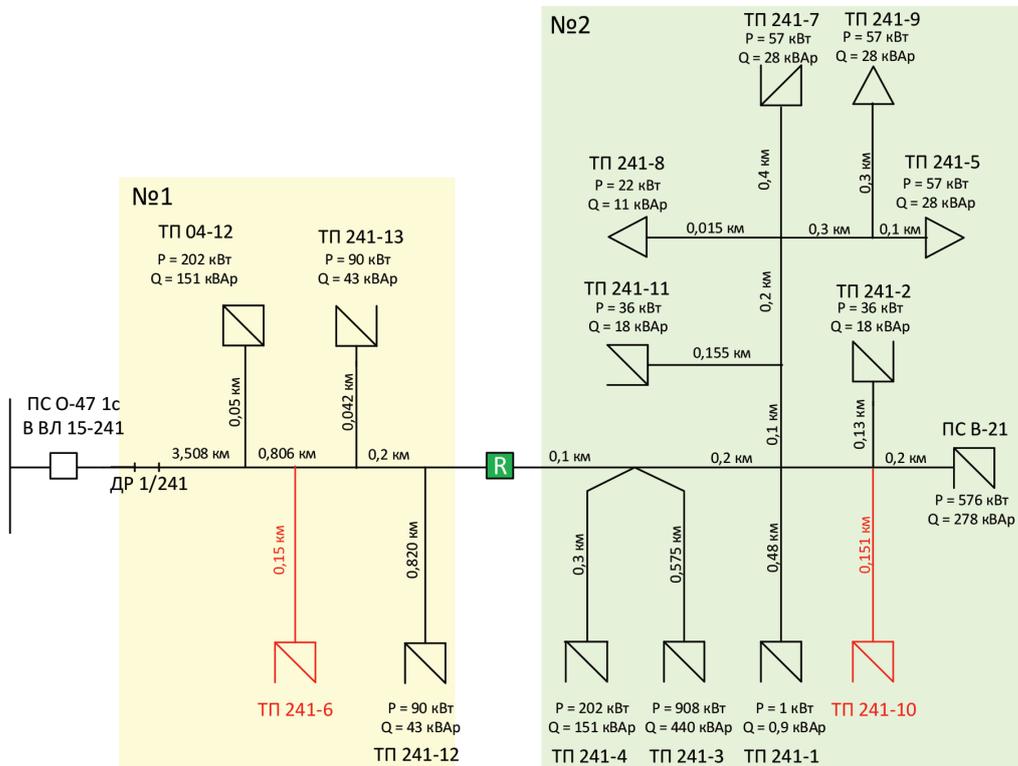


Рис. 5. Вариант схемы ВЛ 15-241 с реклоузером взамен разъединителя ДР 2/241

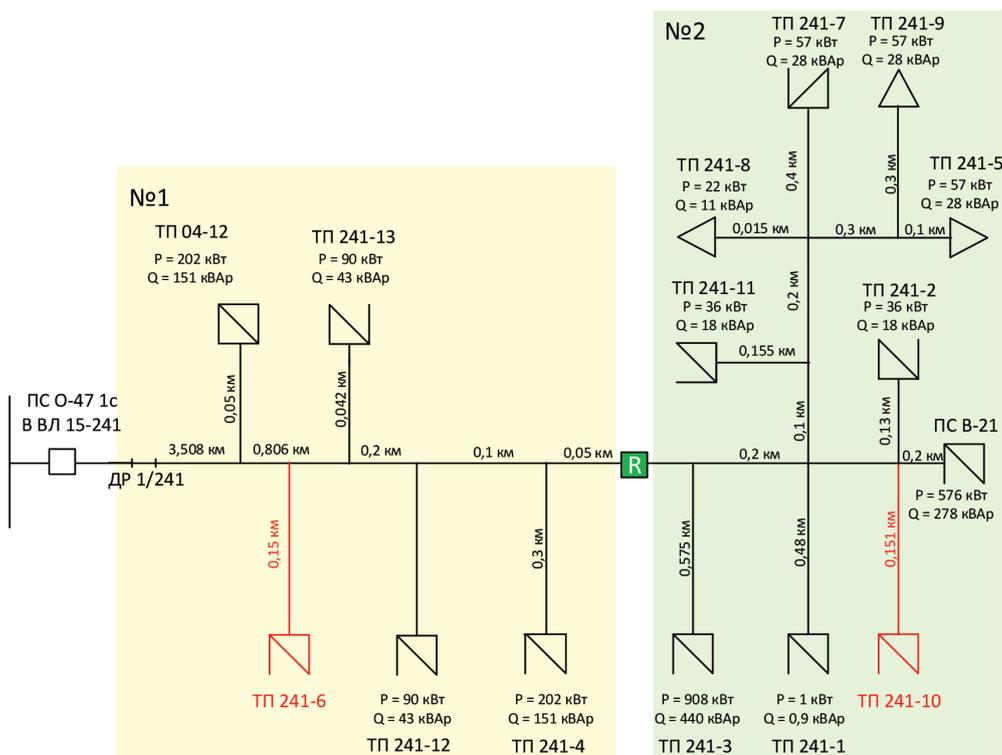


Рис. 6. Варианты схемы ВЛ 15-241 с установкой реклоузера в оптимальной точке

Показатель надежности SAIFI рассчитывается по формуле:

$$SAIFI = \frac{\sum(\omega_i \cdot N_i)}{\sum N_i}, \quad (4)$$

где ω_i – число отключений потребителей i -го участка фидера, откл./год; N_i – количество потребителей i -го участка фидера.

Число отключений потребителей i -го участка фидера определяется по следующему выражению:

$$\omega_i = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{ny}) \cdot L_i, \quad (5)$$

где ω_0 – удельная частота повреждений на 100 км линии; k_{ny} – коэффициент, учитывающий наличие АПВ; L_i – суммарная длина участков фидера, при повреждении на которых происходит отключение потребителей i -го участка, км.

Удельная частота повреждений на 100 км линии рассчитывается по выражению:

$$\omega_0 = n_{откл} \cdot 100 / L, \quad (6)$$

где $n_{откл}$ – количество отключений фидера в год, 1/год; L – длина линии, км.

Показатель надежности SAIDI рассчитывается по следующей формуле:

$$SAIDI = \frac{\sum(T_i \cdot N_i)}{\sum N_i}, \quad (7)$$

где T_i – время перерыва электроснабжения потребителей i -го участка, ч/год, которое рассчитывается по следующему выражению:

$$T_i = \omega_i \cdot T \cdot k_{ав}, \quad (8)$$

где T – среднее время восстановления одного повреждения, ч; $k_{ав}$ – коэффициент влияния секционирования на общее время восстановления электроснабжения. При наличии пункта секционирования $k_{ав} = 0,6$.

Среднее время восстановления одного повреждения:

$$T = T_{пер} \cdot n_{откл}, \quad (9)$$

где $T_{пер}$ – время перерыва электроснабжения при отключении фидера, с; $n_{откл}$ – количество аварийных отключений фидера, приводящих к перерыву электроснабжения, откл./год.

Время восстановления основных элементов рассматриваемого участка сети, согласно [8] приведены в таблице 4.

Таблица 4

Время восстановления элементов анализируемого участка сети

Наименование элемента	Время восстановления элемента, ч
Трансформатор 15/0,4 кВ	6
Выключатель 15 кВ	10
ВЛ и КЛ	5
Линейный разъединитель	6

В сетях напряжением 6–20 кВ происходит в среднем до 30 отключений в год в расчете на 100 км линий [9].

Результаты и обсуждение / Results and discussion

► **1. Анализ ВЛ 15-241 с разъединителем ДР 2/241 (существующая схема).** В таблице 5 указаны номера и длины участков линий, наименование потребителей и исходные данные для расчета показателей SAIFI и SAIDI для первого и второго вариантов схемы ВЛ 15-241. Исходная схема представлена на рисунке 4.

Таблица 5

Длины участков ВЛ 15-241 и наименование потребителей на участках линии для расчета параметров SAIDI и SAIFI первого и второго вариантов построения схем

Номер участка	Суммарная мощность подключенных потребителей, кВА	Наименование ТП	Длина участка, км	Удельная частота поврежд., 1/год	Среднее время восстановления повреждения
1	452	ТП 04-12	5,586	30	6
		ТП 241-13			
		ТП 241-12			
		ТП 241-6 (откл)			
2	1374	ТП 241-4	4,192	30	6
		ТП 241-3			
		ТП 241-1			
		ТП 241-11			
		ТП 241-8			
		ТП 241-7			
		ТП 241-9			
		ТП 241-5			
		ТП 241-2			
		ПС В-21			
ТП 241-10 (откл)					

Для анализа системы до реконструкции определено число отключений потребителей первого участка сети согласно формуле (5). Коэффициент, учитывающий наличие АПВ $k_{\text{апв}}$, принят равным 0,6, т. к. вакуумный выключатель В ВЛ 15-241 типа VD4 имеет возможность однократного АПВ, что по статистике ведет к снижению количества отключений потребителей на 60 % при неустойчивых повреждениях [10].

$$\omega_1 = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0,6) \cdot 5,586 = 0,67 \text{ откл. / год.}$$

Число отключений потребителей второго участка сети, согласно формуле (5), равно:

$$\omega_2 = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0,6) \cdot 4,192 = 0,503 \text{ откл. / год.}$$

Потребители, подключенные к рассматриваемой ВЛ, сгруппированы по 13 ТП. При КЗ на первом либо втором участке сети будут отключены от электроснабжения все потребители. Поэтому результирующий показатель SAIFI на ВЛ 15-241 до установки реклоузера, согласно формуле (4), равен

$$SAIFI = \frac{\omega_1 \cdot N + \omega_2 \cdot N}{N} = \omega_1 + \omega_2 = 1,173 \text{ откл. / год.}$$

Время перерыва электроснабжения, согласно формуле (8), для первого и второго участков составляет:

$$T_1 = 0,67 \cdot 6 \cdot 1 = 4,02 \text{ ч / год,}$$

$$T_2 = 0,503 \cdot 6 \cdot 1 = 3,018 \text{ ч / год.}$$

Коэффициент влияния секционирования на общее время восстановления электроснабжения $k_{\text{ов}}$ в данном случае равен 1 ввиду отсутствия секционирования.

Результирующий показатель SAIDI, согласно формуле (7), для ВЛ 15-241 до реконструкции равен

$$SAIDI = \frac{T_1 \cdot N + T_2 \cdot N}{N} = T_1 + T_2 = 7,038 \text{ ч / год}$$

► **2. Анализ ВЛ 15-241 с заменой разъединителя ДР 2/241 на реклоузер.** В таблице 5 указаны номера и длины участков линий, наименование потребителей и исходные данные для расчета показателей SAIFI и SAIDI. Исходная схема представлена на рисунке 5.

Число отключения потребителей на ВЛ 15-241 после установки реклоузера, согласно формуле (5), составляет для первого участка сети

$$\omega_1 = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0,8) \cdot 5,586 = 0,335 \text{ откл. / год.}$$

Число отключений потребителей второго участка сети, согласно выражению (5), равно

$$\omega_2 = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0,8) \cdot 4,192 = 0,252 \text{ откл. / год.}$$

При расчетах коэффициент, учитывающий наличие АПВ k_{ny} , принимается равным 0,8, т. к. на реклоузере будет осуществляться двукратное АПВ, которое, согласно [10], приведет к снижению отключения потребителей при неустойчивых повреждениях на 80 %.

После замены разъединителя ДР 2/241 на реклоузер общее количество потребителей осталось прежним. При повреждении на первом участке сети все ТП на линии будут обесточены, при аварии на втором участке сети без электроснабжения останутся лишь ТП, находящиеся на втором участки линии. Таким образом, показатель SAIFI для секционированной ВЛ 15-241, согласно формуле (4), равен:

$$SAIFI = \frac{\omega_1 \cdot (N_1 + N_2) + \omega_2 \cdot N_2}{N} = 0,525 \text{ откл. / год}$$

Время перерыва электроснабжения, согласно формуле (8), для первого и второго участков составляет:

$$T_1 = 0,335 \cdot 6 \cdot 0,6 = 1,206 \text{ ч / год,}$$

$$T_2 = 0,252 \cdot 6 \cdot 0,6 = 0,907 \text{ ч / год.}$$

Коэффициент влияния секционирования на общее время восстановления электроснабжения $k_{ев}$ в данном случае равен 0,6 ввиду наличия секционирования и сокращения зоны поиска поврежденного участка.

Результирующий показатель SAIDI, согласно формуле (7), для ВЛ 15-241 после замены разъединителя ДР 2/241 на реклоузер равен

$$SAIDI = \frac{T_1 \cdot (N_1 + N_2) + T_2 \cdot N_2}{N} = 1,888 \text{ ч / год.}$$

► **3. Демонтаж разъединителя ДР 2/241 и установка реклоузера на оптимальном участке сети.** В таблице 6 указаны номера и длины участков линий, наименование потребителей и исходные данные для расчета показателей SAIFI и SAIDI. Исходная схема представлена на рисунке 6.

Таблица 6

Длины участков ВЛ 15-241 и наименование потребителей на участках линии для расчета параметров SAIDI и SAIFI для варианта схемы с установкой реклоузера на оптимальном участке ВЛ 15-241

Номер участка	Суммарная мощность подключенных потребителей, кВА	Наименование ТП	Длина участка, км	Удельная частота поврежд., 1/год	Среднее время восстановления повреждения
1	956	ТП 04-12	5,281	30	6
		ТП 241-13			
		ТП 241-12			
		ТП 241-3			
		ТП 241-6 (откл)			

Номер участка	Суммарная мощность подключенных потребителей, кВА	Наименование ТП	Длина участка, км	Удельная частота поврежд., 1/год	Среднее время восстановления повреждения
2	870,2	ТП 241-4	4,242	30	6
		ТП 241-1			
		ТП 241-11			
		ТП 241-8			
		ТП 241-7			
		ТП 241-9			
		ТП 241-5			
		ТП 241-2			
		ПС В-21			
		ТП 241-10 (откл)			

Число отключения потребителей на ВЛ 15-241 после установки реклоузера в выбранном оптимальном месте, согласно формуле (5), составляет для первого участка сети

$$\omega_1 = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0,8) \cdot 5,281 = 0,317 \text{ откл. / год.}$$

Число отключений потребителей второго участка сети, согласно формуле (5), равно

$$\omega_2 = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0,8) \cdot 4,242 = 0,255 \text{ откл. / год.}$$

При расчетах коэффициент, учитывающий наличие АПВ $k_{\text{нп}}$, принят равным 0,8, т. к. на реклоузере будет осуществляться двукратное АПВ. Показатель SAIFI для секционированной ВЛ 15-241, согласно (4), равен

$$SAIFI = \frac{\omega_1 \cdot (N_1 + N_2) + \omega_2 \cdot N_2}{N} = 0,439 \text{ откл. / год.}$$

Время перерыва электроснабжения, согласно формуле (8), для первого и второго участков составляет:

$$T_1 = 0,317 \cdot 6 \cdot 0,6 = 1,141 \text{ ч / год,}$$

$$T_2 = 0,255 \cdot 6 \cdot 0,6 = 0,918 \text{ ч / год.}$$

Результирующий показатель SAIDI, согласно формуле (7), для ВЛ 15-241 после демонтажа разъединителя ДР 2/241 и установки реклоузера в выбранном оптимальном месте равен

$$SAIDI = \frac{T_1 \cdot (N_1 + N_2) + T_2 \cdot N_2}{N} = 0,956 \text{ ч / год.}$$

Сравнительный анализ показателей надежности SAIFI и SAIDI на ВЛ 241-1 до и после установки реклоузера при параллельной работе энергосистемы Калининградской области с Литвой в режиме максимальных зимних нагрузок приведен в таблице 7. Значения результирующих показателей надежности приведены в таблице 8.

Таблица 7

Количество и длительность отключений потребителей на различных участках сети в нормальном (существующем) режиме работы энергосистемы в период максимальных зимних нагрузок

Число отключений потребителей, откл. / год			Время перерыва электроснабжения, ч/год		
До установки реклоузера (вариант 1)	После замены разъединителя на реклоузер (вариант 2)	При оптим. располож. реклоузера (вариант 3)	До установки реклоузера (вариант 1)	После замены разъединителя на реклоузер (вариант 2)	При оптим. располож. реклоузера (вариант 3)
$\omega_1 = 0,67$	$\omega_1 = 0,335$	$\omega_1 = 0,317$	$T_1 = 4,02$	$T_1 = 1,141$	$T_1 = 1,206$
$\omega_2 = 0,503$	$\omega_2 = 0,252$	$\omega_2 = 0,255$	$T_2 = 3,018$	$T_2 = 0,918$	$T_2 = 0,907$

Таблица 8

**Анализ показателей SAIFI и SAIDI до и после установки реклоузера
(период максимальных зимних нагрузок)**

Показатель SAIFI			Показатель SAIDI		
До установки реклоузера	После установки реклоузера	При оптим. располож. реклоузера	До установки реклоузера	После установки реклоузера	При оптим. располож. реклоузера
1,173	0,525	0,439	7,038	1,888	0,956

Результаты расчетов показателей SAIFI и SAIDI для ВЛ 241-1 при работе энергосистемы в нормальном режиме при параллельной работе энергосистемы Калининградской области с Литвой в период минимальных летних нагрузок приведены в таблице 9.

Результаты расчетов при работе энергосистемы в изолированном режиме полностью соответствуют результатам, проведенным при анализе режима работы энергосистемы в нормальном (существующем) режиме.

Таблица 9

**Анализ показателей SAIFI и SAIDI до и после установки реклоузера
(режим минимальных летних нагрузок)**

Показатель SAIFI			Показатель SAIDI		
До установки реклоузера	После установки реклоузера	При оптим. располож. реклоузера	До установки реклоузера	После установки реклоузера	При оптим. располож. реклоузера
1,173	0,531	0,441	7,038	1,891	0,958

Согласно [11], среднее значение индекса продолжительности перерывов в электроснабжении в год (SAIDI) в сетях ПАО «Россети» составляет 4,367 часов в год, значение количества перерывов в электроснабжении (SAIFI) – 1,35. Программа инновационного развития ПАО «Россети» предусматривает снижение показателей SAIDI и SAIFI на 60 % благодаря внедрению системы автоматизации распределительных электрических сетей 15 кВ. Согласно результатам расчетов, внедрение реклоузеров является эффективным способом повышения надежности электроснабжения, а также перспективным решением для реновации сетей ПАО «Россети» с целью достижения плановых значений индикативных показателей SAIDI и SAIFI.

Заключение / Conclusion. Ввиду значительного превышения показателей SAIDI ВЛ 15-241 над средними по сетям ПАО «Россети» применение реклоузера является необходимым решением для повышения надежности энергоснабжения и достижения плановых показателей по снижению индексов SAIDI и SAIFI.

Как видно из таблицы 7, частота прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и средняя продолжительность прекращения передачи электроэнергии значительно снижаются после установки реклоузера. Снижение показателей SAIFI и SAIDI (таблицы 8, 9) показывает эффективность мероприятий по локализации поврежденного участка и замене разъединителя на реклоузер, что при условии расположения его в оптимальном месте ВЛ 15-241 приведет к снижению количества и длительности перерывов электроснабжения в 2,6 и 7,36 раз в год соответственно. Плановые показатели ПАО «Россети» в перспективе на 2025 год предусматривают значения индексов SAIFI и SAIDI равными 0,54 и 1,835 соответственно, что является достижимыми показателями при внедрении секционирования сети реклоузерами.

Результаты расчетов показателей надежности на примере участка распределительной сети энергосистемы Калининградской области позволяют сделать выводы об эффективности использования реклоузеров в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения, снижения недоотпуска электроэнергии потребителям и значительного уменьшения перерывов в электроснабжении.

ЛИТЕРАТУРА И ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСЫ

1. Методические указания по применению в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов. – URL: https://rossetimr.ru/zakupki/podryadchik/doc/2014/Method_1.pdf (дата обращения: 15.06.2022). – Текст : электронный.
2. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» – URL: https://rosseti.ru/investment/science/tech/doc/tehpolitika_29.04.2022.pdf (дата обращения: 15.08.2022). – Текст : электронный.
3. Иванов, Д. М. Применение автоматического секционирования в целях повышения надежности электроснабжения потребителей воздушной распределительной сети 6(10) кВ / Д. М. Иванов // Эпоха науки. – 2022. – № 30. – С. 49–58. – Текст : непосредственный.
4. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Калининградской области на 2022–2026 годы. – Москва : АО «Научный технический центр единой энергетической системы», 2021. – 258 с. – Текст : непосредственный.
5. НТИ «Энерджинет» Концепция проекта «Цифровой РЭС». Опыт реализации : Янтарьэнерго. – URL: <http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2017/11/Tavrida-Elektrik-EnergyNet-TSPS-Kontseptsiya-TSRES.pdf> (дата обращения: 15.08.2022). – Текст : электронный.
6. NEPLAN Electricity. – URL: <https://www.neplan.ch/neplanproduct/en-electricity/> (дата обращения: 10.04.2022). – Текст : электронный.
7. Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций : приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 г. № 1256. – URL: <https://base.garant.ru/71578114> (дата обращения: 10.04.2022). – Текст : электронный.
8. Балаков, Ю. Н. Проектирование схем электроустановок : учебное пособие / Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов. – Москва : Изд. дом МЭИ, 2016. – Текст : непосредственный.
9. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе 2013 г. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ETP_FSK_EES_2014_02_06.pdf (дата обращения: 08.04.2022). – Текст : электронный.
10. Линейное коммутационное оборудование 6–35 кВ – секционирующие пункты (реклоузеры). СТО 34.01-2.2-032-2017, введ. 14.11.2017 // Сборник типовых технических решений ПАО «Россети», 2017. – 24 с. – Текст : непосредственный.
11. Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016–2020 гг. с перспективой до 2025 г. – URL: https://www.rosseti.ru/investment/policy_innovation_development/doc/innovation_program.pdf (дата обращения: 27.02.2021). – Текст : электронный.

REFERENCES AND INTERNET RESOURCES

1. Metodicheskie ukazaniya po primeneniyu v ОАО «Moskovskaya ob'edinennaya elektrossetevaya kompaniya» osnovnyh tehnicheskikh reshenij po ekspluatcii, rekonstrukcii i novomu stroitel'stvu elektrossetevykh ob'ektov (Methodological guidelines for the use in OJSC «Moscow United Electric Grid Company» of the main technical solutions for the operation, reconstruction and new construction of electric grid facilities). – URL: https://rossetimr.ru/zakupki/podryadchik/doc/2014/Method_1.pdf (data obrashcheniya: 15.06.2022).
2. Polozhenie PAO «Rosseti» «O edinoj tehnicheskoj politike v elektrossetevom komplekse» (Regulations of PJSC «Rosseti» «On a unified technical policy in the electric grid complex»). – URL: https://rosseti.ru/investment/science/tech/doc/tehpolitika_29.04.2022.pdf (data obrashcheniya: 15.08.2022).

3. Ivanov, D. M. *Primenenie avtomaticheskogo sekcionirovaniya v celyah povysheniya nadezhnosti elektrosnabzheniya potrebitel'ev vozduшной raspredelitel'noj seti 6(10) kV (Application of automatic sectioning in order to improve the reliability of power supply to consumers of the air distribution network 6 (10) kV) / D. M. Ivanov // Epoha nauki. – 2022. – № 30. – S. 49–58.*
4. *Shema i programma perspektivnogo razvitiya elektroenergetiki Kaliningradskoj oblasti na 2022–2026 gody (Scheme and program for the prospective development of the electric power industry of the Kaliningrad region for 2022–2026.) – Moskva : AO «Nauchnyj tehnikeskij centr edinoj energeticheskoy sistemy», 2021. – 258 s.*
5. NTI «Enerdzhinnet» *Koncepciya proekta «Cifrovoy RES». Opyt realizacii : Yantar'energo (NTI «EnergyNet» The concept of the project «Digital Distribution Zone». Implementation experience: Yantarenergo). – URL: <http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2017/11/Tavrida-Elektrik-EnergyNet-TSPS-Kontsepsiya-TSRES.pdf> (data obrashcheniya: 15.08.2022).*
6. NEPLAN Electricity. – URL: <https://www.neplan.ch/neplanproduct/en-electricity/> (data obrashcheniya: 10.04.2022).
7. *Ob utverzhdenii Metodicheskikh ukazaniy po raschetu urovnya nadezhnosti i kachestva postavlyaemykh tovarov i okazyvaemykh uslug dlya organizacii po upravleniyu edinoj nacional'noj (obshcherossijskoj) elektricheskoy setyu i territorial'nykh setevykh organizacij : prikaz Ministerstva energetiki Rossijskoj Federacii ot 29 noyabrya 2016 g. № 1256 (On approval of the Guidelines for calculating the level of reliability and quality of supplied goods and services for an organization managing a unified national (all-Russian) electric grid and territorial grid organizations: order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated November 29, 2016 No. 1256). – URL: <https://base.garant.ru/71578114> (data obrashcheniya: 10.04.2022).*
8. Balakov, Yu. N. *Proektirovanie shem elektroustanovok (Designing schemes of electrical installations) : uchebnoe posobie / Yu. N. Balakov, M. Sh. Misrikhanov, A. V. Shuntov. – Moskva : Izd. dom MEI, 2016.*
9. *Polozhenie OAO «Rosseti» o edinoj tehnikeskoy politike v elektrosetevom komplekse 2013 g (Regulations of JSC «Rosseti» on a unified technical policy in the electric grid complex in 2013). – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ETP_FSK_EES_2014_02_06.pdf (data obrashcheniya: 08.04.2022).*
10. *Linejnoe kommutacionnoe oborudovanie 6–35 kV – sekcioniroyushchie punkty (reklouzery) (Line switching equipment 6-35 kV – sectioning points (reclosers)). STO 34.01-2.2-032-2017, vved. 14.11.2017 // Sbornik tipovykh tehnikeskikh reshenij PAO «Rosseti», 2017. – 24 s.*
11. *Programma innovacionnogo razvitiya PAO «Rosseti» na period 2016–2020 gg. s perspektivoi do 2025 g (Innovative development program of PJSC Rosseti for the period 2016–2020 with a perspective until 2025). – URL: https://www.rosseti.ru/investment/policy_innovation_development/doc/innovation_program.pdf (data obrashcheniya: 27.02.2021).*

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Кугучева Дарья Константиновна, аспирант кафедры энергетики ФГБОУ ВО «Калининградский государственный технический университет». E-mail: kuguchevad@yandex.ru

Харитонов Максим Сергеевич, кандидат технических наук, доцент кафедры энергетики ФГБОУ ВО «Калининградский государственный технический университет». E-mail: msharitonov@mail.ru

INFORMATION ABOUT AUTHORS

Darya Kugucheva, post-graduate student of the Department of Energy, Kaliningrad State Technical University. E-mail: kuguchevad@yandex.ru

Maksim Kharitonov, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Energy Department of the Kaliningrad State Technical University. E-mail: kuguchevad@yandex.ru