

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

Чернов О.И.¹, Елисеева Е.А.²

¹Чернов Олег Игоревич – бакалавр,
кафедра электроэнергетических систем,
Институт электроэнергетики

Национальный исследовательский университет Московский энергетический институт;

²Елисеева Елизавета Алексеевна – магистрант,
кафедра систем обработки информации и управления,
Московский государственный университет им. Н.Э. Баумана,
г. Москва

Аннотация: в статье проведен анализ состояния существующих электрических сетей 0,4 и 10 кВ и обоснована необходимость реконструкции воздушных линий.

Ключевые слова: схема электроснабжения, надежность электроснабжения, время перерыва электроснабжения.

Все потребители в соответствии с ПУЭ разделены на три категории надежности. Для потребителей с малой плотностью нагрузки (как правило сельскохозяйственные предприятия) утвержден перечень потребителей первой и второй категории. Для второй категории не более 0,5 часа, но также имеются потребители, выдерживающие 4 часа перерыва и от 4 до 10 ч.

В соответствии с нормами надежности максимальное время перерывов электроснабжения в год для потребителей второй категории, не допускающих перерывы более 0,5 ч равно 1,25 ч/год и для потребителей, выдерживающих перерыв до 4 ч равно 9,2 ч/год.

Оценки фактического уровня надежности существующих СЭС 0,4-110 кВ время перерывов электроснабжения за год из-за вероятных отказов элементов схемы следует сравнить с нормой ($T = 1,25$ ч/год и $T_{н} = 9,2$ ч/год).

В качестве примера приведем данные о пределах изменения частоты отказов ω средней длительности аварийных отключения τ , произведения частоты плановых отключений λ на среднюю длительность плановых отключений t для некоторых элементов СЭС [3].

Таблица 1. Данные о пределах изменения частоты отказов ω , средней длительности аварийных отключений τ , произведения частоты плановых отключений λ на среднюю длительность плановых отключений t

Элемент схемы	ω , отказ/год	τ , ч/отказ	λt , ч/год
ВЛ 110кВ (на 100км)	0,5...5	10...14	40...120
Выключатель 110 кВ	0,015...0,05	23...50	30...35
Разъединитель 110 кВ	0,0001...0,01	2...4	2...8
Трансформатор 110/10 кВ	0,05...0,03	90...200	25...30
Выключатель 10 кВ	0,004...0,25	1,5...10	2,4...18
Разъединитель 10 кВ	0,0001...0,07	1,5...4	2...8
Кабель 10 кВ (на 100км)	0,5...5	12...40	0...8
ВЛ 10кВ (на 100 км)	2...2,5	4,8...12	0...34
Трансформатор 10/0,4 кВ	0,0015...0,12	10...100	5...15
Предохранитель 10 кВ	0,02...0,25	2	0

Таблица 2. Частота отказов ЛЭП

Элемент схемы	ω , отказ/год	τ , ч/отказ	λ , отказ/год	t , ч/отказ
ВЛ 0,4 кВ	25	1,7	0,17	-
ВЛ 6 – 10 кВ	7,64	5	0,17	-
ВЛ 35 кВ	0,72	10	1,2	15
ВЛ 110 кВ	0,66	11	1,6	15,5

В таблицах 1 и 2 ω - на 100 км, λ и t – на одну линию, материал опор – железобетон для ВЛ 35 и ВЛ 110 кВ.

В качестве показателей надежности элементов сети могут быть приняты удельные продолжительности отключения, полученные в результате статистической обработки для СЭС 0,4 – 110 кВ сельских районов.

Таблица 3. Среднестатистические данные об удельной повреждаемости элементов СЭС

Элемент схемы	α , ч/(км·год)
ВЛ 110 кВ	0,4
ВЛ 110 кВ	0,16
ВЛ 35 кВ	0,7
ВЛ 35 кВ	0,28
ВЛ 10 кВ	0,9
Элемент схемы	α , ч/(км·год)
ВЛ 0,4 кВ	1,3
Трансформатор подстанции	$T = 12$ ч/год

С помощью удельной повреждаемости можно определить число часов перерыва электроснабжения у потребителей, например, для СЭС 110/0,4 кВ.

$$T_{ЭП} = T_{ВЛ 110} + T_{110/10} + T_{ВЛ 10} + T_{10/0,4} + T_{ВЛ 0,4},$$

где $T_{ЭП}$ – время перерыва в электроснабжении электроприемника за год, ч;
 $T_{ВЛ 110}, T_{ВЛ 10}, T_{ВЛ 0,4}$ – время перерыва электроснабжения за год из-за вероятных отказов ВЛ 110 кВ, ВЛ 10 кВ, ВЛ 0,4 кВ, ч; $T_{110/10}, T_{10/0,4}$ – время перерыва электроснабжения за год из-за вероятных отказов подстанции 110/10 кВ, 10/0,4 кВ.

Проведем расчет времени перерыва электроснабжения у электроприемника по данным среднестатистических отказов последних лет.

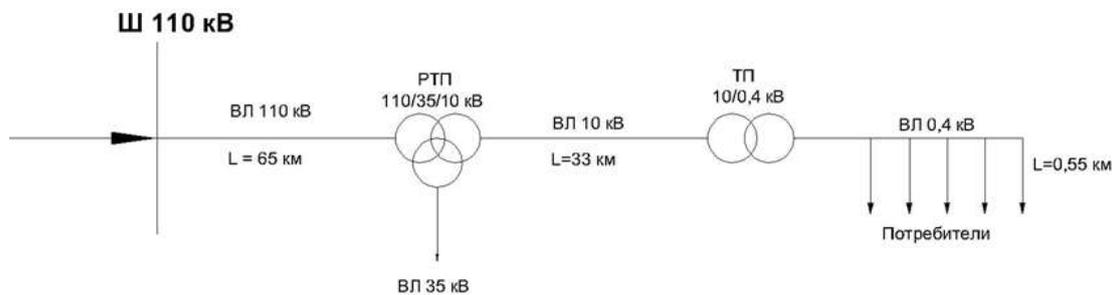


Рис. 1. Схема электроснабжения 110/10/0,4 кВ с одной питающей ВЛ 110 кВ и одним трансформатором на РТП 110/10 кВ

$$T_{ЭП} = T_{ВЛ110} + T_{ВЫКЛ110} + T_{сб.ш.110} + T_{тр.110/10} + T_{ВЫКЛ10} + T_{сб.ш.10} + T_{ВЛ10} + T_{10/0,4} + T_{ВЛ0,4}$$

где $T_{ВЫКЛ110}, T_{ВЫКЛ10}$ – время перерыва в электроснабжении из-за вероятных отказов выключателей 110 и 10 кВ; $T_{сб.ш.110}, T_{сб.ш.10}$ – время перерыва в электроснабжении из-за вероятных отказов сборных шин 110 и 10 кВ.

Материал опор – железобетон.

$$T_{ЭП} = \alpha \cdot L_{110} + T_{110/10} + \alpha \cdot T_{тр.110/10} + T_{10/0,4} + \alpha_{0,4} \cdot L_{0,4} = 0,4 \cdot 65 + 12 + 0,9 \cdot 33 + 12 + 1,3 \cdot 0,55 = 80,4 \text{ ч.}$$

Рассмотрим другой вариант схемы электроснабжения. Две ВЛ 110 кВ, РТП 110/10 кВ с двумя трансформаторами. Параметры схемы: длина ВЛ 110 кВ – 65 км, длина ВЛ 10 кВ – 33 км, длина ВЛ 0,4 кВ – 0,55 км.

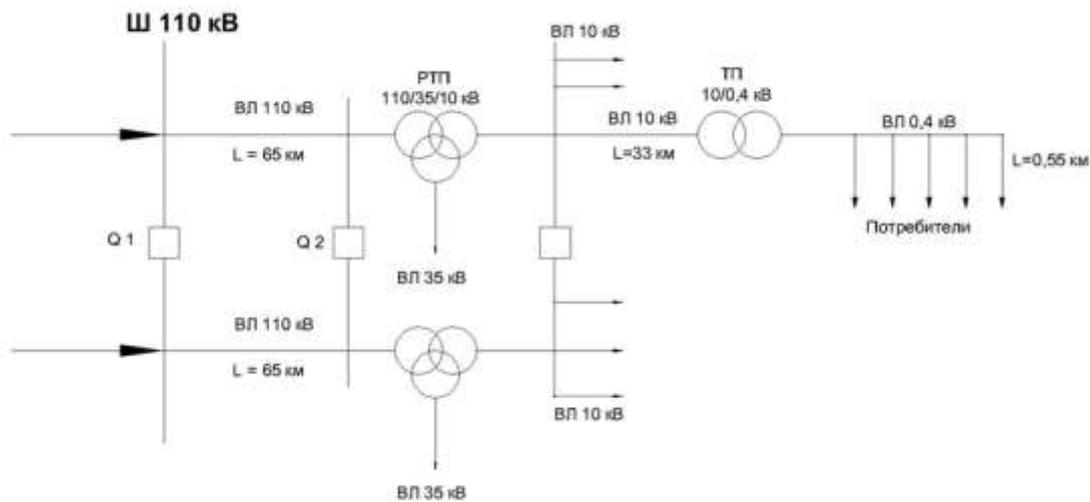


Рис. 2. Схема электроснабжения 110/10/0,4 кВ с одной питающей и одним трансформатором на РТП 110/10 кВ

Время перерыва в электроснабжении электроприемников за год для рисунка 2:

$$T_{ЭП} = \alpha \cdot L_{110} + T_{110/10} + \alpha_{10} \cdot T_{\text{тр. } 110/10} + \alpha_{0,4} \cdot T_{10/0,4} + \alpha_{0,4} \cdot L_{0,4} = = 40 + 0 + 0,9 \cdot 33 + 12 + 1,3 \cdot 0,55 = 42,4 \text{ ч}$$

Норма надежности для потребителей второй категории не обеспечивается. Следовательно, недостаточно изменить схему питающей сети. При расчетах следует учитывать установку секционирующих выключателей в ВЛ 10 кВ и пунктов автоматического включения резервного питания.

Время перерыва в электроснабжении при установке N секционирующих выключателей (СВ) снизится, и его можно определить по формуле:

$$T_{10} = \alpha_{10} \cdot L \cdot \frac{N+2}{2 \cdot (N+1)}$$

При установке одного СВ и ВЛ 10 кВ время перерыва электроснабжения из-за вероятных отказов ВЛ 10 кВ станет, как видно из формулы $3/4$ от времени без СВ. Таким образом, время перерыва электроснабжения электроприемников за год для схемы на рисунке 2 станет равным:

$$T_{ЭП} = 0 + 0 + 0,9 \cdot 33 \cdot 0,75 + 12 + 1,3 \cdot 0,55 = 34,99 \text{ ч.}$$

Полученное значение так же превысило норму ($T_{ЭП} = 9,2 \text{ ч}$).

Расчет показал, что норма надежности для потребителей второй категории не обеспечивается даже при установке секционирующих аппаратов в ВЛ 110 кВ.

Второй вариант расчета по данным отказа элементов за последние годы можно оценивать как более точный по сравнению с применением удельной повреждаемости.

Из анализа современных электрических сетей становится можно сказать, что достаточный уровень надежности не обеспечивается. И даже изменение схемы снабжения не соответствует нормам надежности максимального времени перерыва электроснабжения в год.

Список литературы

1. Министерство энергетики Российской Федерации. Правила устройства электроустановок. 6-е изд., перераб. и доп. // М.: Главгосэнергонадзор России, 1998. 608 с.: ил.
2. Министерство образования и науки Российской Федерации. Методические указания по проектированию для студентов специальности 100400 – Электроснабжение // Мар. гос. ун-т; сост. И.В. Максимова. Йошкар-Ола, 2007. 74 с.

3. *Кузнецов В.Г., Николаенко В.Г.* Оценка экономического ущерба от несимметрии и несинусоидальности напряжений в промышленных системах электроснабжения. *Техническая электродинамика*, 1980. № 1. С. 33-37.
4. *Лецинская Т.Б., Суворов М.Н.* Эффективность применения автономного источника электроснабжения в отдаленных газифицированных населенных пунктах. // М.: МИЭЭ, 2019. 178 с.
5. *Будзко И.А., Зуль Н.М.* Электроснабжение сельского хозяйства. // М.: Агропромиздат, 1990. 496 с.
6. *Лецинская Т.Б., Наумов И.В.* Электроснабжение сельского хозяйства: Учебник для вузов. / М.: Бибком, 2015. 655 с.