

## АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ В ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ 10 КВ НА ВЕЛИЧИНУ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

Павел Олегович Гуков, кандидат технических наук, доцент кафедры электротехники и автоматики

Воронежский государственный аграрный университет имени императора Петра I

DOI: 10.17238/issn2071-2243.2016.1.93

Целью исследования является совершенствование методики расчета потерь мощности в воздушных линиях 10 кВ. Существующие методики из-за недостатка достоверной информации о загрузке силовых трансформаторов подстанций используют расчетный максимум или одинаковый коэффициент загрузки для всех трансформаторов. Разработана методика оценки диапазона величины потерь мощности, которая учитывает то, что одна и та же мощность головного участка воздушной линии 10 кВ может создаваться различными сочетаниями нагрузок трансформаторных подстанций (ТП), подключенных к линии. Исходными данными являются: конфигурация сети и параметры схем замещения линии 10 кВ и силовых трансформаторов; ток и напряжение головного участка линии; средний коэффициент мощности для каждой ТП. По данной методике была рассчитана ВЛ-10 кВ, выполненная проводом АС-35, к которой подключены 10 подстанций 10/0,4 кВ. Рассчитаны потери мощности для 5<sup>10</sup> комбинаций значений коэффициента загрузки трансформаторов (диапазон изменений – 0,6-1,0 с шагом 0,1). Из полученного расчетного диапазона выбирались минимальное и максимальное значения. Если на головном участке данной линии полная мощность равна 1213,56 кВА, то величина потерь активной мощности лежит в интервале от 61,4 до 81,9 кВт. Также для данной линии исследовано влияние распределения нагрузки на величину и разброс потерь. В одном случае мощность первых пяти ТП полагалась 250 кВА, остальных – 100 кВА, в другом – наоборот. Можно сделать вывод, что чем ближе центр нагрузки к головному участку, тем больше интервал возможных значений потерь мощности.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** силовые трансформаторы, воздушная линия 10 кВ, потери мощности, величина и разброс потерь.

The objective of this work was to improve the methodology of calculating power losses in 10 kW aerial lines. Due to the lack of accurate information about loading of substation power transformers the existing techniques employ a calculated maximum or an equal loading factor for all transformers. The author has developed a technique for evaluating a range of power loss values, which takes into account the fact that the same power of the head section of a 10 kW aerial line can be created by various combinations of loads on transformer substations (TS) connected to the line. The initial data are the network configuration and parameters of equivalent circuits of a 10 kW line and power transformers; current and voltage in the head section of the line; average power ratio for each TS. According to this technique the author has designed a 10 kW aerial line made of AC-35 cable with 10 substations of 10/0.4 kW connected to it. The author has calculated the power losses for 510 combinations of values of transformer loading factor (range of variation from 0.6 to 1 in increments of 0.1). From the resulting calculated range the minimum and maximum values were selected. If the apparent power in the main section of this line is equal to 1213.56 kVA, then the value of active power losses is within the range from 61.4 kW to 81.9 kW. Also for this line the influence of load distribution on the value and dispersion of losses was studied. In one case the power was 250 kVA in the first five TS and 100 kVA in the rest of them, and in the other case – vice versa. It can be concluded that the closer the load center to the head section, the greater the range of possible values of power losses.

**KEY WORDS:** power transformers, 10 kW aerial line, power losses, value and distribution of losses.

**В** последнее время возрастают требования к контролю и учету потребления электроэнергии. Одним из стратегических направлений энергосберегающей политики является внедрение систем автоматизированного контроля и управления электропотреблением (АСКУЭ). Из-за ряда сложностей, возникающих при внедрении АСКУЭ, пока в большинстве случаев учет электропотребления и связанных с ним потерь мощности и энергии ведется традиционно с присущими недостатками. Одним из основных недостатков является недостоверная информация о величинах нагрузок потребителей. Особенно это касается сельских распределительных сетей, в которых сбор сведений о реальных электрических нагрузках, в частности подстанций 10/0.4 кВ, сопряжен с большими техническими трудностями и проводится редко.

Наиболее регулярно получаемой информацией на практике являются измеряемые величины тока и напряжения и показания счетчика за определенный промежуток времени (сутки, 10 дней, месяц и т.д.) на головных участках отходящих ВЛ-10 кВ районной трансформаторной подстанции (РТП). Задача учета электропотребления неразрывно связана с необходимостью контроля потерь мощности и энергии. Определение потерь мощности для конкретного режима или потерь энергии за заданный промежуток времени при наличии только указанной информации возможно только расчетным путем. Поэтому наряду с совершенствованием и внедрением АСКУЭ актуальным остается совершенствование соответствующих расчетных методик.

Целью исследования является совершенствование методики расчета потерь мощности в воздушных линиях 10 кВ.

В условиях, когда реальная нагрузка ТП 10/0.4 кВ неизвестна, потребляемую мощность задают искусственно. Распространенным является способ, при котором мощность головного участка распределяется пропорционально номинальным мощностям трансформаторов.

Расчет режима производится при допущениях, обычно принимаемых для электрических сетей такого класса: в схеме замещения линии не учитываются поперечные проводимости, а также поперечная составляющая падения напряжения [4, 5, 9, 10].

На первом этапе вводится средний коэффициент загрузки трансформаторов

$$K_3 = K_p \cdot \frac{S_{\text{НАГ}}}{S_{\text{УСТ}}}, \quad (1)$$

где  $S_{\text{УСТ}}$  – суммарная номинальная мощность трансформаторов;

$S_{\text{НАГ}}$  – суммарная мощность потребителей, мощность нагрузки  $i$ -й ТП определяется как произведение номинальной мощности  $i$ -го трансформатора на коэффициент загрузки;

$K_p$  – регулировочный коэффициент.

На первом этапе  $K_p = 1$ , а суммарная мощность нагрузки потребителей принимается равной мощности головного участка.

На данном этапе (обратный ход) определяются потери активной и реактивной мощности в трансформаторах и на участках линии, а также мощности в узлах. Например, потери активной мощности  $i$ -го трансформатора

$$\Delta P_{Ti} = \Delta P_{Xi} + \Delta P_{Ki} \cdot K_3^2, \quad (2)$$

где  $\Delta P_{Xi}$ ,  $\Delta P_{Ki}$  – соответственно потери в стали и в меди при номинальной нагрузке.

Потери активной мощности в  $i$ -й ветви ВЛ

$$\Delta P_{oi} = R_{oi} \cdot (P_{oi}^2 + Q_{oi}^2) / U^2, \quad (3)$$

где  $P_{oi}$ ,  $Q_{oi}$  – активная и реактивная мощности в конце  $i$ -й ветви;

$R_{oi}$  – сопротивление  $i$ -й ветви.

На первом этапе напряжение  $U$  всех узлов принимается равным номинальному.

Прямой ход расчета включает определение потерь напряжения на участках ВЛ и напряжений в узлах сети. Потеря напряжения в  $i$ -й ветви

$$\Delta U_i = (P_{oi} \cdot R_{oi} + Q_{oi} \cdot X_{oi}) \cdot U_i, \quad (4)$$

где  $U_i$  – напряжение в начале  $i$ -й ветви.

После первого этапа рассчитанная мощность головного участка  $S_{ГР}$  будет больше фактической  $S_{Г}$ . Регулировочный коэффициент уточняется

$$K_T = 1 - (S_{ГТ} - S_{Г}) / S_{Г}. \quad (5)$$

По сути, такое уточнение регулировочного коэффициента равносильно уменьшению мощности нагрузки.

Следующий итерационный цикл начинается с обратного хода, в котором используются скорректированные значения нагрузок ТП и учтены потери напряжения в линии.

Практика показывает [1, 3, 7, 8], что достаточно 5-6 итераций, чтобы с заданной точностью выполнилось условие  $S_{ГР} = S_{Г}$ .

Как отмечалось, одним из недостатков данной методики является принятие одинакового для всех ТП коэффициента загрузки. Поскольку электрическая нагрузка является случайной величиной, то правомочно говорить об интервале нагрузок, каждое значение которого является частной реализацией. Вероятность появления того или иного значения из этого интервала определяется законом распределения. Считается, что в большинстве случаев сельскохозяйственная нагрузка, в частности нагрузка ТП 10/0.4 кВ, подчиняется нормальному закону [2].

Наиболее вероятным является среднее значение  $\bar{P}$  (математическое ожидание), расчетный интервал лежит в пределах от  $\bar{P} - 2\sigma$  до  $\bar{P} + 2\sigma$ , где  $\sigma$  – среднеквадратическое отклонение.

Если известны законы распределения нагрузки для ТП 10/0.4 кВ, то в результате расчетов, проведенных по изложенной методике, можно получить основные вероятностные характеристики для величины потерь мощности в рассматриваемой сети 10 кВ:  $\Delta P$ ,  $\sigma(\Delta P)$  или дисперсию  $D$ . Однако, во-первых, даже предполагая, что закон распределения нагрузки на ТП нормальный, для определения среднего значения и среднеквадратического отклонения нагрузки необходимо произвести не менее 10 замеров в один и тот же час одного сезона, что для всех ТП технически трудно выполнимо [6]; во-вторых, закон распределения может отличаться от нормального, что зависит от количества и характера электроприемников (отличительной особенностью сельских электрических сетей является относительно небольшое количество потребителей и малая плотность их распределения).

Предлагаемая нами простая методика оценки диапазона изменения величины потерь мощности учитывает то, что одна и та же мощность головного участка ВЛ-10 кВ может создаваться различными сочетаниями нагрузок ТП, подключенных к линии. При этом различным сочетаниям нагрузок соответствуют разные величины потерь. Исходными данными являются:

- конфигурация сети и параметры схем замещения линии 10 кВ и силовых трансформаторов;
- ток и напряжение головного участка линии;
- средний коэффициент мощности для каждой ТП.

По току и напряжению головного участка определяем мощность

$$S_{Г} = \sqrt{3} \cdot I_{Г} \cdot U_{Г} . \quad (6)$$

Нагрузка ТП задается с помощью коэффициента загрузки трансформатора. Например, нагрузка  $i$ -й ТП

$$S_{Hi} = S_{ТРi} \cdot K_{zi}, \quad P_{Hi} = S_{Hi} \cdot \cos \varphi_i, \quad Q_{Hi} = P_{Hi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i . \quad (7)$$

Коэффициент загрузки каждой ТП меняется в пределах от 0,6 до 1. Задача сводится к перебору всех возможных сочетаний  $K_{zi}$  и расчету потерь мощности и мощности головного участка  $S_{ГР}$  для каждой комбинации.

Если выполняется условие

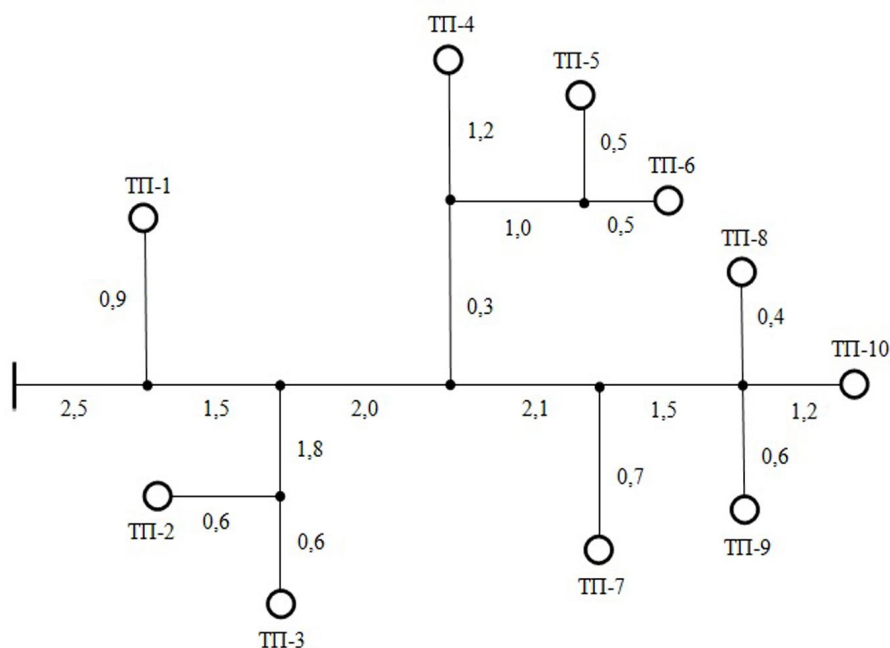
$$S_{Г} \cdot (1 - \delta) \leq S_{ГР} \leq S_{Г} \cdot (1 + \delta) , \quad (8)$$

где  $\delta$  – параметр, определяющий точность при сравнении  $S_{ГР}$  и  $S_{Г}$ , то потери мощности для данного сочетания нагрузок запоминаются.

Таким образом, получаем набор значений потерь для всех комбинаций, удовлетворяющих условию (8). Выбрав  $\Delta P_{\min}$  и  $\Delta P_{\max}$ , получаем искомый диапазон возможных значений потерь мощности для данного режима.

По данной методике была рассчитана ВЛ-10 кВ, выполненная проводом АС-35. Расчетная схема линии представлена на рисунке.

На схеме кружками отмечены ТП 10/0,4 кВ, указаны длины участков в километрах.



Расчетная схема ВЛ-10 кВ

Мощность трансформаторов и характер нагрузки, подключенной к ТП, приведены в таблице 1.

Результаты расчетов сведены в таблице 2.

Таблица 1. Мощность трансформаторов и характер нагрузки, подключенной к ТП

Номер ТП	S <sub>ТР</sub> , кВА	Характер нагрузки
1	160	Смешанная
2	100	Коммунально-бытовая
3	100	Коммунально-бытовая
4	250	Производственная
5	160	Производственная
6	63	Коммунально-бытовая
7	160	Смешанная
8	100	Коммунально-бытовая
9	160	Смешанная
10	160	Производственная

Таблица 2. Результаты расчетов

K <sub>з</sub>	0,6	0,7	0,8	0,9	1
S <sub>ГР</sub> , кВА	896,5	1053,5	1213,6	1376,7	1543,1
ΔP <sub>ГР</sub> , кВт	41,1	54,6	70,3	88,3	108,7
ΔP <sub>min</sub> , кВт	41,1	47,9	61,4	78,2	—
ΔP <sub>max</sub> , кВт	45,4	63,6	81,9	100,4	—
$\frac{\Delta P_{ГР} - \Delta P_{min}}{\Delta P_{ГР}} 100\%$	0	12,2	12,6	11,4	—
$\frac{\Delta P_{max} - \Delta P_{ГР}}{\Delta P_{ГР}} 100\%$	10,5	16,5	16,5	13,7	—

На первом этапе для всех ТП задавали одинаковый  $K_3$  и рассчитывали  $S_{ГР}$  и  $\Delta P_{ГР}$ . Затем перебором  $5^{10}$  комбинаций  $K_3$  (диапазон изменений 0,6 - 1 с шагом 0,1) определяли сочетания, удовлетворяющие условию (8). Из полученного множества выбрали максимальное и минимальное значения потерь. Точность сравнения задавали параметром  $\delta = 0,05$ . Таким образом, если на головном участке данной линии измеренная с точностью 5% мощность равна, например, 1213,56 кВА, то величина потерь активной мощности лежит в интервале от 61,4 до 81,9 кВт.

Кроме того, для данной линии нами исследовано влияние распределения нагрузки на величину и разброс потерь. В одном случае мощность первых пяти ТП полагалась 250 кВА, остальных – 100 кВА, в другом – наоборот. Для количественной оценки расположения центра нагрузки относительно головного участка линии введен параметр

$$C = \frac{\sum_i S_{Трi} \cdot \ell_i}{\sum_i S_{Трi}}, \quad (9)$$

где  $\ell_i$  – расстояние по линии в километрах от  $i$ -й ТП до головного участка.

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.

**Таблица 3. Результаты расчетов количественной оценки расположения центра нагрузки**

$C$ , км	$S_{ГР}$ , кВА	$\Delta P_{ГР}$ , кВт	$\Delta P_{\min}$ , кВт	$\Delta P_{\max}$ , кВт	$\frac{\Delta P_{ГР} - \Delta P_{\min}}{\Delta P_{ГР}} 100\%$	$\frac{\Delta P_{\max} - \Delta P_{ГР}}{\Delta P_{ГР}} 100\%$
7,8	1917,7	89,3	73,6	103,1	17,5	15,5
9,0	1965,0	114,4	96,3	127,8	15,8	11,7

Таким образом, можно сделать вывод, что чем ближе центр нагрузки к головному участку, тем больше интервал возможных значений потерь мощности.

### Список литературы

1. Бородин А.В. Анализ влияния нагрузки ТП 10/0,4 кВ на режим распределительной сети 10 кВ / А.В. Бородин, П.О. Гуков, В.В. Картавец // Промышленная информатика : межвуз. сб. науч. тр. – Воронеж : Изд-во Воронеж. гос. техн. ун-та, 2003. – С. 98-102.
2. Будзко И.А. Электроснабжение сельского хозяйства : учебник для вузов / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская. – Москва : Колос, 2000. – 536 с.
3. Винников Б.Г. Расчет режимов разомкнутых распределительных сетей методом распределения мощности / Б.Г. Винников, В.В. Картавец, Д.А. Зеленский // Вестник ВГТУ. – 2009. – № 8. – С. 171-174.
4. Герасименко А.А. Передача и распределение электроэнергии / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-на-Дону : Феникс, 2008. – 715 с.
5. Гуков П.О. Модель расчета режима распределительной электрической сети / П.О. Гуков, В.В. Картавец // Современные тенденции развития науки и технологий : сб. науч. тр. по материалам VIII Международной научно-практической конференции. – Белгород : ИП Ткачева, 2015. – № 8. – Ч. II. – С. 40-44.
6. Данилов А.Д. Прогнозное планирование потребления электроэнергии энергоемкими промышленными предприятиями деревообрабатывающей отрасли при помощи нейро-нечётких сетей / А.Д. Данилов, Д.Н. Афоничев, В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков // Лесотехнический журнал. – 2014. – № 3. – С. 290–302.
7. Картавец В.В. Оптимизация режима разомкнутой распределительной сети методом распределения мощности / В.В. Картавец, Д.А. Зеленский, С.Ю. Шевченко // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2010. – № 10. – С. 29-31.
8. Картавец В.В. Расчет режима распределительной электрической сети / В.В. Картавец, Д.А. Зеленский // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2008. – № 10. – С. 32-33.
9. Лыкин А.И. Электрические системы и сети : учеб. пособие / А.И. Лыкин. – Москва : Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с.
10. Электрические системы. Электрические сети : учебник для вузов / под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 1998. – 511 с.