

УДК 621.316.11.001

Учёт схемно-режимных и атмосферных факторов при расчёте технических потерь электроэнергии в распределительных сетях

Алексей А. Герасименко*, Геннадий С. Тимофеев,
Андрей В. Тихонович
Сибирский федеральный университет,
660041 Россия, Красноярск, пр. Свободный, 79¹

Received 5.04.2008, received in revised form 28.04.2008, accepted 5.05.2008

Выполнен анализ имеющейся исходной информации, обосновывающий эффективность применения метода, базирующегося на средних нагрузках, для расчёта потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Оценено влияние внутримесячной неравномерности электропотребления и температуры провода на погрешность расчёта потерь электроэнергии. Исследованы погрешности расчёта потерь электроэнергии методом статистических испытаний, и выполнен их учёт при помощи полиномов второй степени.

Ключевые слова: потери электроэнергии, технические потери электроэнергии, распределительные электрические сети, погрешности расчёта, атмосферные воздействия, схемные и режимные факторы.

1. Общая характеристика задачи. Потери электроэнергии (ЭЭ) – важнейший показатель эффективности функционирования распределительных электрических сетей (РЭС), режим работы которых является оптимальным при минимальных потерях [1]. При анализе структуры потерь ЭЭ, нормировании потерь, оценке эффективности мероприятий по их снижению особое значение получают точность и достоверность определения составляющих потерь ЭЭ.

Величина технической составляющей потерь энергии существенно зависит от совокупности схемных, режимных и атмосферных факторов. В связи с этим повышение точности расчётов потерь ЭЭ, анализ технической и коммерческой составляющих которых в энергоснабжающих и энергосбытовых предприятиях выполняется ежемесячно, считается важнейшим резервом обеспечения высоких экономических показателей работы филиалов региональных распределительных сетевых компаний (РСК), на которые приходится большая часть фактических потерь ЭЭ.

2. Выбор метода расчёта потерь ЭЭ. Наиболее трудоёмки и сложны расчёты потерь ЭЭ в РЭС напряжением 6, 10 кВ ввиду их массовости, сильной разветвленности и недостаточной информационной обеспеченности. Степень применения того или другого метода расчёта потерь определяется прежде всего возможностью получения достоверной информации для его реали-

* Corresponding author E-mail address: gerasimenkoaa@yandex.ru

¹ © Siberian Federal University. All rights reserved

зации и погрешностью метода. В настоящее время в распределительных сетях филиалов РСК наиболее достоверна и доступна для практического использования лишь информация о топологии схемы и параметрах элементов сети, а также об изменениях параметров режима (много-режимности) головных участков (ГУ) распределительных линий - фидеров (месячный пропуск ЭЭ, замеры токов и напряжений центров питания в контрольные дни), балансовая принадлежность оборудования. Для отдельных трансформаторных подстанций (ТП) распределенной сети может быть известна потребленная ЭЭ. Однако данными о ежемесячном электропотреблении и средних нагрузках большинства ТП, часть которых могут быть ведомственными, персонал филиалов РСК, как правило, не обладает, или они известны с малой точностью. Поэтому, исходя из имеющейся режимной информации, анализа известных методов [1–7] и их реализации в виде различных программных продуктов для РЭС напряжением 6, 10 кВ [8], наиболее приемлемым можно считать метод расчёта потерь ЭЭ, базирующийся на данных о потоках ЭЭ в ГУ сети и оценке величины среднеквадратичного тока участков сети с использованием допущения о распределении суммарной нагрузки РЭС пропорционально установленной мощности ТП и однородности нагрузок ТП нагрузке головного участка фидера [1, 4, 6, 9]. Указанное допущение позволяет реально преодолеть неполноту режимной информации без трудоемких предварительных измерений и их тщательной обработки. Подавляющая доля потерь (более 85 %) в сетях 6, 10 кВ приходится на магистральные участки, для которых неравномерность распределения нагрузки между отдельными ТП и неоднородность их графиков нагрузки не оказывает значительного влияния на потери ЭЭ, анализ погрешности которых выполнен в [2, 4, 10].

3. Учёт дополнительного нагрева проводов ВЛ. Потери ЭЭ в сети с m -ветвями (ВЛ) при неизменных в период T составе и топологии схемы РЭС можно представить так:

$$\Delta W = 3 \sum_{j=1}^m \int_0^T I_j^2(t) R_j(t) dt. \quad (1)$$

Потери ЭЭ определяются наряду с током $I(t)$, изменяющимся в указанном промежутке времени, также сопротивлением провода $R(t)$, значение которого в каждый момент времени t зависит от фактической температуры провода Θ_{np} :

$$R_\theta = r_o \cdot [1 + \alpha(\theta_{np} - 20^0)], \quad (2)$$

где r_o – активное сопротивление провода при температуре 20 °С, принимаемое в качестве нормативного; α – температурный коэффициент электрического сопротивления, для алюминиевых проводов равный 0,00403 Ом/°С.

Провода ВЛ расположены в открытой местности, и их тепловой режим (тепловой баланс) зависит от протекающего тока и действующих факторов метеоусловий: температуры воздуха, скорости ветра, солнечной радиации, атмосферного давления, количества осадков. Интервал изменения активных сопротивлений может достигать с учётом реальных минусовых и предельно допустимых по нагреву провода температур 40-45 %. Оценка погрешностей неучёта метеоусловий приведена в [11].

Увеличение точности расчёта потерь ЭЭ в ВЛ в значительной мере определяется точностью учёта изменения сопротивлений проводов, вызванных внутримесячными изменениями пропуска

ЭЭ (токовой нагрузки) и атмосферных условий [12–17], которые могут быть учтены на основе уравнения теплового баланса.

При протекании тока в проводнике выделяется тепловая энергия, количество которой в единицу времени определяют по закону Джоуля – Ленца

$$Q_{\text{дл}} = I^2 \cdot R_{\theta}. \quad (3)$$

где I – значение тока. Часть выделяемого тепла расходуется на повышение температуры проводника, а часть – отдается в окружающую среду.

В южных районах с температурой воздуха 45 °С и выше провода ВЛ дополнительно нагреваются под воздействием солнечного тепла (излучения). Количество тепла, получаемого проводом в единицу времени за счет солнечной радиации на единицу длины, равно

$$Q_p = \beta \cdot E \cdot d, \quad (4)$$

где β – коэффициент поглощения, принимаемый равным коэффициенту лучеиспускания; d – диаметр провода, м; E – удельная солнечная радиация (излучение), Вт/м², принимаемая по данным наблюдений метеорологических станций. Для указанных районов летом ее следует принять около $0,7 \cdot 10^3$ Вт/м². Зимой нагрев провода солнечным излучением незначителен и может не учитываться [15].

Провода ВЛ охлаждаются главным образом конвекцией, обусловленной движением воздуха вблизи поверхности провода. Отвод тепла лучеиспусканием невелик вследствие сравнительно малых температур нагрева проводов. Отвод тепла теплопроводностью ничтожен из-за малой теплопроводности воздуха.

В общем случае установившаяся температура провода может быть определена из условий теплового равновесия (баланса), при котором количество тепла Q_1 , получаемого проводом от протекающего тока и нагрева солнцем на единицу длины и в единицу времени:

$$Q_1 = I^2 r_0 \left[1 + \alpha (\theta_{\text{пр}} - 20) \right] + Q_p, \quad (5)$$

равно количеству тепла, отведенного от провода с его поверхности в окружающую среду за это же время:

$$Q_2 = wF(\theta_{\text{пр}} - \theta_{\text{в}}), \quad (6)$$

где w – коэффициент теплоотдачи путем конвекции и лучеиспускания, равный количеству тепла, отводимого в 1 секунду в окружающую среду с 1 м² поверхности провода при разности температур провода и окружающей среды в 1 °С, Вт/(м²·°С); F – площадь (м²) поверхности провода длиной 1 м; $\theta_{\text{пр}}$ и $\theta_{\text{в}}$ – температура провода и окружающей среды, °С.

Фактическая температура проводов может определяться без учёта влияния солнечной радиации. Поглощаемая проводом энергия солнца в умеренных широтах может повышать температуру провода, работающего в диапазоне нормативных температур, всего на 2-3 °С, что лежит в пределах точности расчёта [13, 15]. Вместе с тем в южных широтах в ясные летние дни из-за воздействия солнечной радиации перегрев провода даже при отсутствии в нём тока может достигать 15–16 °С [17] и, следовательно, может внести существенные уточнения в среднемесячную температуру проводов ВЛ, что требует отдельного исследования.

4. Алгоритм расчёта дополнительного нагрева проводов. Под дополнительным нагревом (перегревом) провода будем понимать превышение его температуры над температурой окружающей среды. Если пренебречь энергией, полученной проводом от солнца, при нормальном атмосферном давлении фактическая температура провода определяется из балансового условия [13, 15–18]:

$$I^2 r_0 \left[1 + \alpha (\theta_{\text{пр}} - 20^0) \right] = w \cdot F \cdot \Delta\theta, \quad (7)$$

где $\Delta\theta$ – дополнительный нагрев провода по отношению к температуре воздуха.

Коэффициент теплоотдачи w имеет две составляющие, одна из которых определяется отдачей тепла лучеиспусканием:

$$w_{\text{л}} = 7,24 \cdot \gamma \cdot d \cdot (\Theta_{\text{ср}}/1000)^3, \quad (8)$$

где γ – коэффициент лучеиспускания (поглощения) зеркально отполированного алюминия равен 0,32–0,38. Для проводов, находящихся в эксплуатации, принимается равной 0,5–0,6; $\Theta_{\text{ср}}$ – среднее значение между температурой провода и температурой воздуха, $^{\circ}\text{K}$. Другая составляющая характеризует отдачу тепла конвекцией. Если предположить, что ветер направлен перпендикулярно проводу, она может быть определена при скорости ветра $V \geq 1,2$ м/с по формуле

$$w_{\text{к}} = 1,1 \sqrt{V \cdot d}; \quad (9)$$

при скорости ветра $V < 1,2$ м/с –

$$w_{\text{к}} = 0,16 \cdot d^{0,75} \cdot \Delta\theta^{0,3}. \quad (10)$$

В отличие от выражений (6–7), учёт сечения провода в (8–10) выполнен посредством диаметра d провода. Анализ выражений (7–10) показывает, что температура нагрева проводов ВЛ определяется в основном тремя параметрами: токовыми нагрузками, температурой окружающего воздуха и скоростью ветра.

Температура нагрева провода ВЛ в нормальном режиме работы определяется как сумма температуры окружающей среды (воздуха) и температура нагрева $\Delta\theta$ провода по отношению к температуре окружающей среды. Дополнительный нагрев провода (добавку температуры) по отношению к температуре окружающего воздуха $\Delta\theta = \theta_{\text{пр}} - \theta_{\text{в}}$ можно определить методом последовательных приближений. Приняв начальное (или $\Delta\theta^k$) значение перегрева, получим $(k+1)$ -приближение температуры провода

$$\theta_{\text{пр}}^{(k+1)} = \theta_{\text{в}} + \Delta\theta^{(k)}, \quad (11)$$

с учётом которой сопротивление провода вычисляется [17] по формуле вида (2):

$$R_{\theta} = r_0 \cdot 10^{-3} \left(1 + 0,00403 \cdot \theta_{\text{пр}} \right) / 1,0806. \quad (12)$$

Тогда количество тепла, получаемого проводом в единицу времени,

$$Q_1 = I^2 \cdot R_{\theta}. \quad (13)$$

Количество тепла, отведенного от провода,

$$Q_2 = (w_{\text{л}} + w_{\text{к}}) \cdot \Delta\theta. \quad (14)$$

Расчёт температуры провода завершается, если устанавливается тепловое равновесие с допустимым небалансом

$$\Delta Q = |Q_1 - Q_2|, \quad (15)$$

вычисляемым по отношению к среднему значению

$$Q_{\text{cp}} = \frac{1}{2}(Q_1 + Q_2) \quad (16)$$

с допустимой погрешностью ξ :

$$\delta Q = \frac{\Delta Q}{Q_{\text{cp}}} 100 \leq \xi. \quad (17)$$

Если небаланс тепла превышает допустимое значение ξ , принимаемое равным 2-3 %, уточняется температура провода через очередное $(k+1)$ -е приближение его дополнительного нагрева:

$$\Delta\theta^{(k+1)} = Q_{\text{cp}} / (w_{\text{н}} + w_{\text{к}}) \quad (18)$$

Если накопленные (суммарные) изменения сопротивлений $\delta R^{(k+1)}$ ВЛ превышают допустимую погрешность η , принимаемую около 1-2 %:

$$\delta R^{(k+1)} = \frac{\left| \sum_{j=1}^m R_j^{(k)} - \sum_{j=1}^m R_j^{(k+1)} \right|}{\sum_{j=1}^m R_j^{(k)}} \cdot 100\% \leq \eta, \quad (19)$$

то уточняются температура (11) и сопротивления (12) проводов ВЛ на следующей $(k+1)$ внешней итерации в результате расчёта базового электрического режима для схемы РЭС с пересчитанными активными сопротивлениями ВЛ. Уточнение сопротивления ВЛ неперегруженных РЭС достигается, как правило, за две внешние итерации [13].

Рассмотренный алгоритм уточнения сопротивлений ВЛ с учётом токов, найденных из расчёта базового установившегося режима, заданных среднемесячных значений температуры воздуха $\theta_{\text{ср.м}}$ и скорости ветра V , реализован в составе экспериментального программно-вычислительного комплекса REG10PVT расчёта потерь ЭЭ в РЭС энергосистем [12, 14, 18]. Отметим, что сходимость алгоритма определяется качеством начального приближения перегрева провода $\Delta\theta^{(1)}$, выбираемом в программном комплексе для соответствующего провода в зависимости от расчётной плотности тока j и заданной скорости ветра V .

5. Анализ дополнительного нагрева проводов и изменения потерь ЭЭ [12, 14]. Выполнен анализ перегрева проводов, применяемых в распределительных сетях 6, 10 кВ, для наиболее вероятного интервала изменения среднемесячных температур от минус 20 до 20 °С с нагрузкой от 0,5 до 4,0 А/мм² (с наибольшей нагрузкой, близкой к допустимой $I_{\text{доп}}$ по нагреву) и скоростью ветра $V=1,0; 2,0; 3,0; 5,0$ и 10 м/с, что охватывает большинство возможных состояний проводов ВЛ распределительных сетей, объединенных в семействе кривых [14].

Естественно, что приведенный выше алгоритм определения фактической температуры провода может учесть любые другие тепловые режимы проводов, не отраженные в данных кривых.

На рис.1 и 2 выполнено сопоставление перегрева проводов различных сечений РЭС для крайних значений атмосферных условий: при наименьшем ($\theta_{\text{в}} = +20$ °С и $V = 1,0$ м/с) и наибольшем охлаждении провода ($\theta_{\text{в}} = -20$ °С и $V = 10$ м/с).

При одинаковой плотности тока и атмосферных условиях отмечаем увеличение дополнительного нагрева проводов больших сечений, так как площадь сечения увеличивается на единицу длины в $d/4$ раза быстрее роста площади поверхности провода, определяющей условия отвода

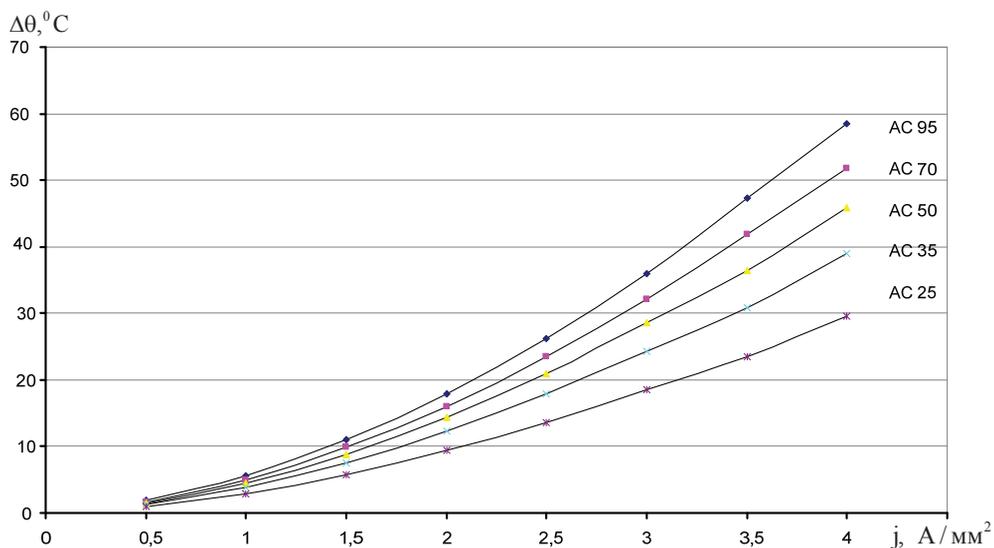


Рис. 1

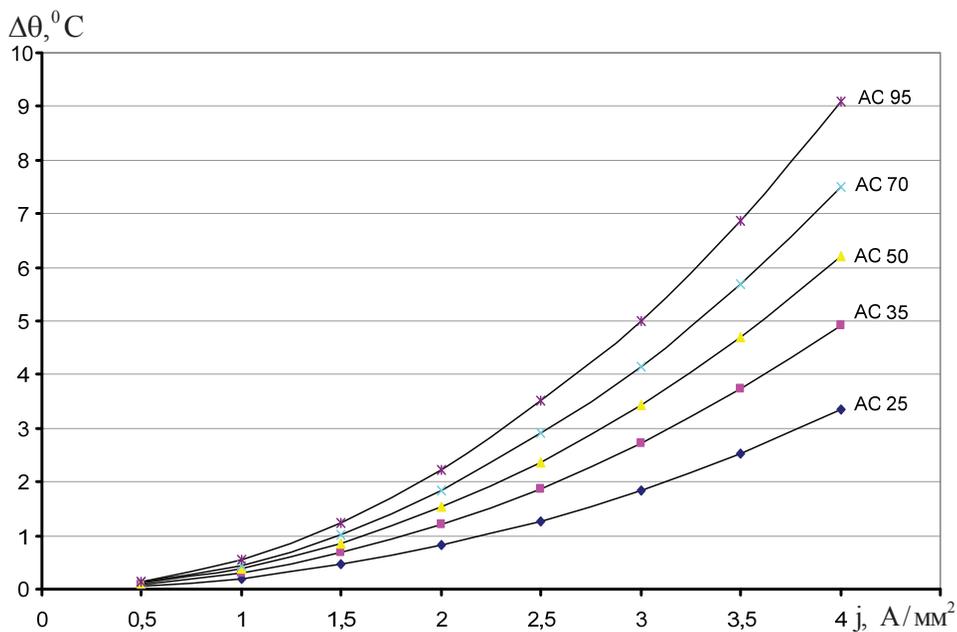


Рис. 2

тепла, выделяемого в проводе от протекающего тока. Перегрев проводов практически не зависит от температуры воздуха (отличие не более 2 – 3 °С), а определяется для каждого провода только токовой нагрузкой и скоростью ветра [12–17]. Примеры расчёта перегрева провода АС 50/8 при различных температурах ($\theta = \pm 25$ °С при $V = 1,0$ м/с) и скоростях ветра ($V = 1, 2, 3, 5, 10$ м/с при $\theta = 20$ °С) приведены соответственно на рис. 3 и 4.

Анализ результатов расчёта теплового состояния проводов показывает, что при малых нагрузках ВЛ (плотность тока до $1,0$ А/мм² $I = 0,25I_{\text{доп}}$) и наиболее неблагоприятных условиях охлаждения (штиль, слабый ветер $V = 1,0$ м/с и $\theta_{\text{ср.м.}} = 20$ °С) температура проводов незначительно отличается от температуры воздуха (дополнительный нагрев проводов не превышает 3-6 °С), а расчёт потерь ЭЭ с учётом фактической температуры и соответствующих сопротивлений проводов не вносит ощутимых уточнений и соответствует результатам, учитывающим среднемесячные температуры воздуха (изменения сопротивления и соответственно потерь ЭЭ в пределах 1,0–2,5 %).

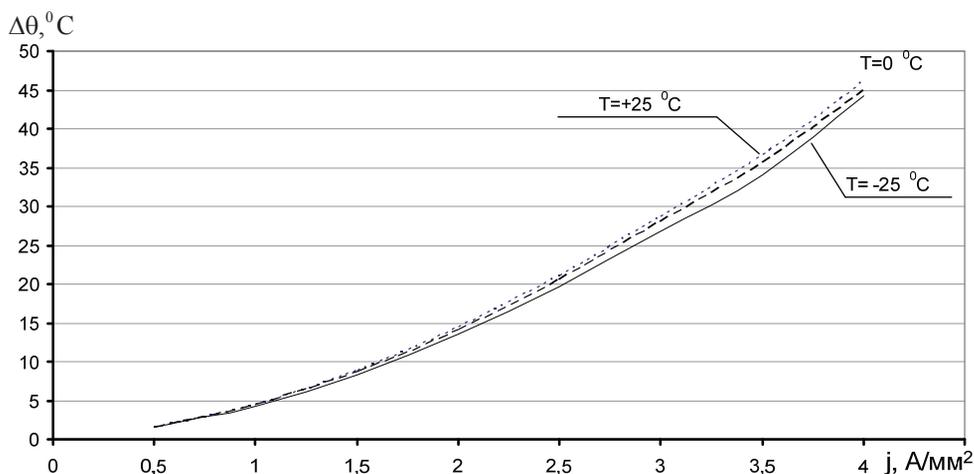


Рис. 3

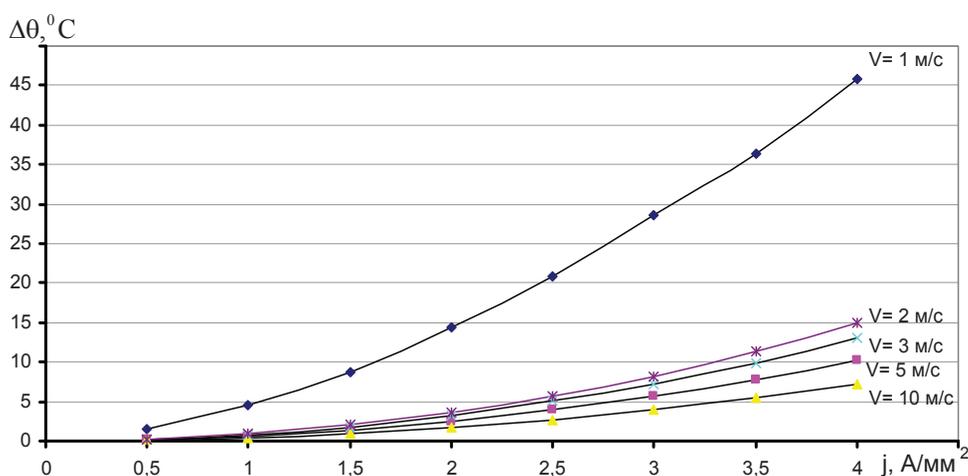


Рис. 4

При более высоких нагрузках распределительных сетей (j -плотность тока около $2,0 \text{ А/мм}^2$ и $I=0,5I_{\text{доп}}$) наибольший дополнительный нагрев проводов (при слабом ветре $V=1,0 \text{ м/с}$ и $\theta_{\text{ср.м.}}=+20 \text{ }^\circ\text{C}$) составляет от 10 до $20 \text{ }^\circ\text{C}$, а фактические температуры провода изменяются от $30 \text{ }^\circ\text{C}$ (для АС 25) до $40 \text{ }^\circ\text{C}$ (АС 95), что увеличивает сопротивление проводов и соответственно потери ЭЭ в пределах от 4 до 8% . В зимних условиях ($\theta_{\text{ср.м.}}=-20 \text{ }^\circ\text{C}$) дополнительный нагрев проводов составляет от $6,5 \text{ }^\circ\text{C}$ для АС 25 до $17,5 \text{ }^\circ\text{C}$ для АС 95 и увеличение температуры проводов от $-13,5 \text{ }^\circ\text{C}$ (АС 25) до $-2,5 \text{ }^\circ\text{C}$ (АС 95). Расчёт потерь ЭЭ с учётом только температуры воздуха ($-20 \text{ }^\circ\text{C}$) без указанного дополнительного нагрева проводов дает заниженное значение потерь ЭЭ от $3,0 \%$ (АС 25) до $7,0 \%$ (АС 95).

Улучшение теплоотдачи проводов при более высокой скорости ветра, например равной $10,0 \text{ м/с}$, снижает приrost температуры до $1 \text{ }^\circ\text{C}$ для проводов АС 25 и $3 \text{ }^\circ\text{C}$ - для АС 95. В этом случае учёт фактической температуры проводов вносит в расчёт потерь ЭЭ уточнение до 1% .

При высокой нагрузке ВЛ (плотность тока до $3,0 \text{ А/мм}^2$, $I_{\text{раб}}=0,75 I_{\text{доп}}$) и слабом ветре ($V=1,0 \text{ м/с}$) ожидается перегрев проводов от $18,5$ до $36 \text{ }^\circ\text{C}$. Тогда фактические температуры проводов в летнее время ($\theta_{\text{ср.м.}}=+20 \text{ }^\circ\text{C}$) увеличиваются до $56 \text{ }^\circ\text{C}$, что обуславливает рост потерь ЭЭ в линиях до $14,4 \%$.

Анализ электрических режимов распределительных сетей показывает, что токовые нагрузки проводов ВЛ, как правило, не превышают $0,5 I_{\text{доп}}$ (с учётом фактической загрузки головных участков фидеров до $1,5\text{--}2,0 \text{ МВА}$, $I_{\text{раб}}=80\text{--}120 \text{ А}$), т.е. с плотностями тока до $1\text{--}2 \text{ А/мм}^2$. Это объясняется тем, что предельные режимы в распределительных сетях ограничиваются не допустимым по нагреву током $I_{\text{доп}}$, а суммарной потерей напряжения ΔU_{Σ} от центра питания до самой удаленной подстанции, т.е. возможностью обеспечения нормативных показателей качества напряжения на зажимах электропотребителей. Тогда наибольший дополнительный нагрев, как правило, лежит в пределах от 10 (провод АС 25) до $20 \text{ }^\circ\text{C}$ (провод АС 95), что обуславливает увеличение сопротивления и потерь ЭЭ от 4 до 8% (относительно величин, соответствующих температуре воздуха). Для сравнения отметим, что анализ потерь ЭЭ при нормативной температуре проводов ($\theta_{\text{пр}}=+20 \text{ }^\circ\text{C}$) и ожидаемых фактических нагрузках (плотность тока до $2,0 \text{ А/мм}^2$) завьшает расчётные значения потерь ЭЭ в ВЛ в зимних условиях ($\theta_{\text{ср.м.}}=-20 \text{ }^\circ\text{C}$) до $13\text{--}15 \%$, а в летнем сезоне ($\theta_{\text{ср.м.}}=+20 \text{ }^\circ\text{C}$) неучёт отмеченного перегрева от 10 до $20 \text{ }^\circ\text{C}$ занижает потери в ВЛ до $4\text{--}8 \%$ [12, 13]. Пример расчёта дополнительного нагрева и сопротивления провода дан в приложении.

6. Учёт многорежимности РЭС. Расчёт потерь ЭЭ, теоретически определяемый выражением (1), практически реализуется в виде

$$\Delta W = 3k_{\text{ф}}^2 T \sum_{j=1}^m I_{\text{ср}j}^2 R_j. \quad (20)$$

В выражении (20) многорежимность, отображенная в (1) изменяющейся во времени током $I(t)$, моделируется средним током

$$I_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T I(t) dt \quad (21)$$

и коэффициентом формы

$$k_{\phi} = I_{\text{ср.кв.}} / I_{\text{ср.}}, \quad (22)$$

учитывающим отклонение режимов от среднего, где среднеквадратичный ток

$$I_{\text{ср.кв.}}^2 = \frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt. \quad (23)$$

Анализ многорежимности в РЭС на основе средних нагрузок (21) опирается на эмпирическую взаимосвязь значений наибольших и наименьших нагрузок и коэффициента формы [1]:

$$k_{\phi}^2 = 1 + \frac{3(I_{\text{max}} - I_{\text{min}})^2}{4(I_{\text{max}} + I_{\text{min}})^2}. \quad (24)$$

Проведившиеся в данном направлении исследования обобщены на основе большого объёма экспериментальных данных [10], в результате эмпирическая взаимосвязь коэффициента формы и характеристик графиков имеет вид:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}. \quad (25)$$

Эти данные на месячном интервале фиксируются эпизодически и часто случайны или ошибочны, особенно на подстанциях без постоянного дежурного персонала. В этих условиях более достоверны и доступны данные о месячном и суточном электропотреблении в сетях, на основе которых коэффициент формы можно определить, используя показания счетчиков, по формуле [6]:

$$k_{\phi} = \sqrt{d} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^d W_i^2}}{W_p}, \quad (26)$$

где W_p – отпущенная в сеть ЭЭ, ежемесячно фиксируемая в центре питания РЭС; W_i – потребление ЭЭ в сети за i -е сутки. Эти значения могут измеряться на питающей подстанции с дежурным персоналом; d – количество суток анализируемого месяца.

Применение указанной информации об электропотреблении в выражении (26) предполагает неучёт внутрисуточной неравномерности электропотребления.

Потери ЭЭ в i -м месяце вычисляются путем поэлементного расчёта и суммирования потерь мощности $\Delta P_{\text{ср}}$ в m элементах схемы замещения реальной сети:

$$\Delta W_i = k_{\phi i}^2 \sum_{j=1}^m \Delta P_{\text{ср}j} T, \quad (27)$$

определяемых из расчёта установившегося режима РЭС для средних электрических нагрузок

$$I_{\text{ср}i} = \frac{\sqrt{W_{P_i}^2 + W_{Q_i}^2}}{\sqrt{3}U_i T}, \quad i = \overline{1, N}, \quad (28)$$

по экспериментальной программе REG10PVT, базирующейся на алгоритмах расчёта установившихся режимов электрических систем [14, 18]. В выражениях (28) потребленная за интервал времени T электроэнергия W_{P_i} , W_{Q_i} , известная из месячных замеров на некоторых N подстанциях

РЭС или вычисляемая через поток ЭЭ головного участка $W_{Г\Upsilon}$ сети с n подстанциями суммарной номинальной мощности $S_{НОМ\Sigma}^T$:

$$W_i = (W_{Г\Upsilon} - \sum_{j=1}^N W_j) \frac{S_{НОМi}^T}{S_{НОМ\Sigma}^T}, \quad i=1, n-N \quad (29)$$

с учётом допущения для РЭС о пропорциональности электропотребления в узлах номинальной мощности трансформаторов $S_{НОМi}^T$ соответствующих подстанций [1, 4]; U_i -напряжение в узлах электропотребления, уточняемое итерационно через эквивалентное напряжение центра питания (ЦП) сети 6,10 кВ [6]:

$$U_{\Sigma} = \sqrt{0,9U_{нб}^2 + 0,1U_{нм}^2} \quad (30)$$

с учётом напряжений на шинах ЦП в режиме наибольших и наименьших нагрузок.

Найденные по (29) нагрузки ТП (кроме ТП с заданным электропотреблением) являются завышенными, поскольку вычисляются через отпущенную ЭЭ, содержащую суммарные потери ΔW_{Σ} . Для уточнения нагрузок ТП достаточно двух-трех приближений балансирующего расчёта потерь через скорректированный поток головного участка:

$$W_{Г\Upsilon}^{(2)} = W_{Г\Upsilon}^{(2)P} + jW_{Г\Upsilon}^{(2)Q} = W_{Г\Upsilon}^{(1)} - \Delta W_{\Sigma}^{(1)}. \quad (31)$$

Для определения величины и вида поправки $\Delta W_{\Sigma}^{(1)}$ были произведены статистические расчёты на различных реальных схемах электроснабжения 10кВ, в результате которых активная и реактивная составляющие скорректированного потока ЭЭ головного участка приобрели вид

$$\begin{aligned} W_{Г\Upsilon}^{(2)P} &= W_{Г\Upsilon}^{(1)P} - \Delta W_{\Sigma}^{(1)P}, \\ W_{Г\Upsilon}^{(2)Q} &= W_{Г\Upsilon}^{(1)Q} - \Delta W_{\Sigma}^{(1)Q} = W_{Г\Upsilon}^{(1)Q} - \Delta W_{\Sigma}^{(1)P} \cdot \frac{\Delta Q_{Л}}{\Delta P_{Л}} - \Delta W_{\Sigma}^{(1)Q} \cdot \frac{\Delta Q_{Т.нагр.}}{\Delta P_{Т.нагр.}} - \Delta W_{\Sigma}^{(1)P} \cdot \frac{\Delta Q_{Т.хх.}}{\Delta P_{Т.хх.}}, \end{aligned} \quad (32)$$

где $W_{Г\Upsilon}^{(1)P}$ и $W_{Г\Upsilon}^{(1)Q}$ – активная и реактивная составляющие первоначального потока ЭЭ головного участка, кВт, кВАр; $\Delta W_{\Sigma}^{(1)P}$, $\Delta W_{\Sigma}^{(1)Q}$, $\Delta W_{\Sigma}^{(1)P}$, $\Delta W_{\Sigma}^{(1)Q}$ – активные суммарные потери ЭЭ и ее составляющие, кВт; $\Delta P_{Л}$, $\Delta Q_{Л}$, $\Delta P_{Т.нагр.}$, $\Delta Q_{Т.нагр.}$, $\Delta P_{Т.хх.}$, $\Delta Q_{Т.хх.}$ – составляющие суммарных потерь мощности при расчёте установившегося режима с токовыми нагрузками, вычисляемыми по (28).

7. Влияние внутримесячного изменения температуры проводов и электропотребления на погрешность расчёта потерь ЭЭ в ВЛ [14]. Указанное влияние исследовано методом статистических испытаний на 13 схемах РЭС 10 кВ различной сложности и размерности (количество ТП от 3 до 22) с диапазоном их загрузки

$$\xi = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{TS_{НОМ\Sigma}^T} 100\% \quad (33)$$

от 30 до 90 %, отражающих внутримесячные (посуточные) и сезонные изменения загрузки распределенных сетей. Посуточные изменения электропотребления (отпуска ЭЭ) в РЭС были приняты по данным РЭУ “Красноярскэнерго” или учитывались для некоторых РЭС типовыми отрядами графиками нагрузки [19] в рабочие $W_{нб}$ и выходные $W_{нм}$ сутки с неравномерностью внутримесячного (внутринедельного) электропотребления

$$k_{HP}^W = \frac{W_{HM}}{W_{H6}} 100\%, \quad (34)$$

от 20 до 70 %, что характерно для РЭС с коммунально-бытовой нагрузкой, соизмеримой с производственной (агропромышленные районы, небольшие города и поселки). Месячные графики суточного электропотребления дополнялись графиками изменения среднесуточной температуры воздуха в течение шести месяцев, представляющих все сезоны года.

По данным [1] для реальных суточных графиков нагрузки сетей 10-110 кВ значения коэффициента формы изменяются в диапазоне 1,05–1,15. Экспериментальными исследованиями [12, 14, 20] месячного электропотребления по данным суточных показаний счетчиков электроэнергии, проведенными в Центральных и Южных электрических сетях филиалов ОАО «МРСК Сибири» «Красноярскэнерго», «Хакасэнерго», было установлено, что значения коэффициентов формы (25) месячных графиков 26 фидеров трех подстанций 110/35/10 кВ агропромышленных районов изменяются в пределах 1,010÷1,061. При моделировании месячного электропотребления типовыми суточными графиками рабочих и выходных дней [19], выполненном для 60 фидеров, получено значение коэффициента k_{ϕ} в пределах 1,001 - 1,085, со средним значением $k_{\phi, \text{ср.}} = 1,037$ и дисперсией $\sigma^2 = 0,000882$. Поэтому для практических расчетов предварительно можно принять значение k_{ϕ} равным 1,03 - 1,04. Эти оценки уточняются в дальнейшем для каждого фидера (в соответствии с (25)) по мере накопления данных о суточных пропусках ЭЭ. Оценка погрешности расчета (разницы) потерь ЭЭ

$$\delta_{\Delta W} = \frac{\Delta W_i^P - \Delta W_i^{\Delta}}{\Delta W_i^{\Delta}} 100\% \quad (35)$$

выполнена по указанному алгоритму путем сопоставления расчетных потерь ΔW_i^P , соответствующих отпущенной в распределительную сеть ЭЭ за месяц $W_P^{\text{сети}}$ $W_Q^{\text{опт}}$ ($W_P^{\text{сети}}$, $\cos \phi_{\text{ср.}}$) и среднемесячной температуре $\theta_{\text{ср.мес.}}$ с эталонными потерями

$$\Delta W^{\Delta} = \sum_{i=1}^d \Delta W_i^{\theta_{\text{ср.сут.}}}, \quad (36)$$

вычисляемыми суммированием d суточных потерь $\Delta W_i^{\theta_{\text{ср.сут.}}}$ соответствующего месяца. Потери $\Delta W_i^{\theta_{\text{ср.сут.}}}$ определяются через ЭЭ W_{pi} , W_{qi} , отпущенную в РЭС за сутки, с учетом среднесуточных значений температур $\theta_{\text{ср.сут.}}$. Естественно выполнение месячных балансов по ЭЭ

$$W_P^{\text{опт}} = \sum_{i=1}^d W_{pi}, \quad W_Q^{\text{опт}} = \sum_{i=1}^d W_{qi} \quad (37)$$

и по температуре воздуха

$$\theta_{\text{ср.мес.}} = \frac{1}{d} \sum_{j=1}^d \theta_j^{\text{ср.сут.}}. \quad (38)$$

Каждое испытание из образующих выборку базируется на $d=30, 31$ расчетах суточных потерь ЭЭ, формирующих эталонное значение потерь ΔW_0^{Δ} , при известных среднесуточных температурах и одном моделирующем расчете потерь ΔW_0^P с учетом среднемесячной температуры

$\theta_{\text{ср.мес.}}$. Общий объем вычислений расчётных и эталонных потерь для 13 схем РЭС и 6 месячных графиков среднесуточных температур составил

$$13 \sum_{j=1}^6 (d_j + 1) = 2457$$

расчётов потерь ЭЭ по данному алгоритму. Объем статистической выборки равен 78.

Анализ результатов сопоставительных расчётов показал, что при расчёте месячных потерь по среднемесячной температуре $\theta_{\text{ср.мес.}}$ и месячному пропуску ЭЭ необходима во всех случаях корректировка расчётных потерь ЭЭ в сторону увеличения от 1,9 до 15,6 %. Средняя ошибка (среднее линейное отклонение) составляет около – 6,55 %, т.е. потери ЭЭ в ВЛ, рассчитываемые по среднемесячной температуре и месячному пропуску ЭЭ, необходимо увеличить примерно в 1,07 раз, что учитывается в выражении потерь ЭЭ (20) для ВЛ

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = 3k_{\text{ср.мес.}} R I_{\text{ср.мес.}}^2 k_{\phi}^2 T \quad (39)$$

с помощью поправочного коэффициента $k_{\text{ср.мес.}}$. Отметим, что эта поправка является минимальной, так как получена на основе заниженных до 1 % суточных потерь ЭЭ при расчёте последних по среднесуточной температуре [15].

По результатам статистических испытаний дана оценка ошибки расчёта потерь ЭЭ, возможная при неучёте внутримесячного хода температуры и электропотребления. Имеем выборку из $k=78$ независимых опытов над случайной величиной δ , для которых выборочная средняя $\delta_{\text{ср.}} = -6,55\%$, а “исправленная” (эмпирическая) дисперсия $\sigma^2 = 14,23$.

Найдем доверительный интервал для параметра $\delta_{\text{ср.}}$ с надежностью (уровнем достоверности) $\beta = 0,95$:

$$L_{\beta} = \left(\delta_{\text{ср.}} - t_{\beta} \frac{\sigma}{\sqrt{k}}; \delta_{\text{ср.}} + t_{\beta} \frac{\sigma}{\sqrt{k}} \right).$$

Учитывая относительно небольшой объем выборки, воспользуемся таблицами распределения Стьюдента [21]. Для $\beta = 0,95$ и $k-1=77$ степеней свободы находим значение коэффициента $t_{\beta} = 1,99$. Тогда с точностью $\varepsilon = t_{\beta} \frac{\sigma}{\sqrt{k}} = 1,99 \frac{3,77}{\sqrt{78}} = 0,849$ доверительный интервал будет $L_{\beta} = (\delta_{\text{ср.}} - \varepsilon; \delta_{\text{ср.}} + \varepsilon) = (-7,40; -5,50)$, а математическое ожидание ошибки δ покрывается доверительным интервалом $(-7,40; -5,70)$ с надежностью 0,95, т.е. расчёт по среднемесячной температуре даст заниженное значение ЭЭ на величину примерно равную –6,55 %, с точностью до 0,849 и надежностью 0,95. Таким образом, для получения потерь ЭЭ, близких к эталонным, необходимо расчётные значения потерь ЭЭ по данному алгоритму увеличить в $k_{\text{ср.мес.}} = 1/(1 - 0,0655) \approx 1,07$ раз.

8. Влияние загрузки распределительных сетей на погрешность расчёта нагрузочных потерь ЭЭ [20, 22]. Выполнен анализ влияния на точность расчётов неоднородности электрических нагрузок (ЭН) и загрузки РЭС. Методом статистических испытаний выполнен анализ этих факторов для выборки 13 схем РЭС 10кВ (количество ТП от 3 до 22) с учётом внутрисуточного хода электропотребления и температуры проводов воздушных линий [12, 13]. Суточные графики ЭН [19] с неравномерностью от 30 до 70 % дополнялись графиками внутрисуточного изменения температуры воздуха шести характерных суток всех сезонов года.

При загрузке трансформаторов от 30 до 120 % загрузка головных участков

$$\xi = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{T \cdot S_{\text{НОМ}}^T} \cdot 100\%, \quad (40)$$

от 20 до 110 % отражает внутрисуточное и сезонное изменение нагрузки РЭС с суммарной мощностью $T \cdot S_{\text{НОМ}}^T$ трансформаторов. Анализ влияния неоднородности ЭН выполнен для следующих трех случаев: 1) ЭН всех ТП однородные ($\cos\varphi = 0,85$); 2) ЭН однородные для каждой ТП и неоднородные по сети; 3) ЭН неоднородные для каждой ТП и по сети в целом (изменение $\cos\varphi$ от 0,80-0,90).

Оценка погрешности расчёта (разницы) потерь ЭЭ

$$\delta = \frac{\Delta W^P - \Delta W^3}{\Delta W^3} \cdot 100\%, \quad (41)$$

выполнена путем сопоставления расчётных потерь ΔW_i^P (полученных по ПВК REG10PVT [18, 20, 22]), соответствующих отпущенной в РЭС ЭЭ за сутки W_p , W_Q и среднесуточной температуре, с эталонными потерями

$$\Delta W = \sum_{j=1}^d \Delta W_j = \sum_{j=1}^d \Delta P_j \cdot \Delta t_j, \quad (42)$$

вычисленными суммированием $d = 12$ внутрисуточных (почасовых) потерь ΔW_j характерных суток с учётом суточного хода температуры [13]. Расчётные статистические эксперименты для 13 схем и 10 суточных графиков температур (по сезонам) для исследования влияния загрузки ТП и схемы сети при анализе влияния неоднородности ЭН (3 случая) образуют статистически представительную выборку объемом $3 \times 13 \times 10 = 390$ испытаний. Каждое испытание (эксперимент), включающее определение эталонных потерь (42) по графикам ЭН с $d=12$ интервалами осреднения и двух приближений расчётных потерь ЭЭ, базируется, соответственно, на $12 + 2 = 14$ расчётах установившихся режимов и потерь ЭЭ.

По результатам эксперимента на основе составляющих погрешностей с результирующей ошибкой до 0,441 дана оценка общей погрешности расчёта потерь ЭЭ по сетям с достоверностью $\beta = 0,95$: интервал ошибки $-4,25 \div -3,37$ % (с выборочной средней $\delta_{\text{ср}} = -3,81$ % и дисперсией $\sigma^2 = 13,6$). Установлено, что влияние неоднородности ЭН на погрешность примерно на порядок меньше, чем загрузки сети, с увеличением которой во всех случаях возрастают погрешности расчёта составляющих δ_L и δ_T^H . После обобщения методом наименьших квадратов 3×13 зависимостей $\delta_L = \varphi(\xi)$ и $\delta_T^H = \Psi(\xi)$ получены аппроксимирующие функции погрешностей расчёта потерь ЭЭ в линиях и трансформаторах (нагрузочных) в виде полиномов второй степени.

Применение в процессе расчёта динамических поправок по аппроксимирующим полиномам, в зависимости от загрузки сети, характеризуется снижением средней ошибки расчёта потерь ЭЭ до значения, близкого к нулевому, с достоверностью 0,95, ошибкой 0,35, в интервале $(-0,49 \div -0,21)$ % и наибольшим ее размахом от $-4,0$ до $4,5$ %.

Следует отметить, что учёт влияния только загрузки сети на точность оценки технических потерь ЭЭ не дает удовлетворительных результатов вследствие значительного разброса (рассея-

ния) ошибки относительно центра, а также малого значения коэффициента корреляции (тесноты связи), который составил $0,25 \div 0,30$.

В ходе расчётного эксперимента установлено, что увеличение ошибки расчёта потерь ЭЭ с ростом загрузки сети происходит во всех случаях, но с разной интенсивностью для схем различной конфигурации (число и мощность ТП, количество и протяженность ВЛ). При этом для схем РЭС, содержащих большое количество протяженных ВЛ (значение суммарного сопротивления линий $\sum Z_j^L$ велико) и малое число ТП (значение суммарного сопротивления трансформаторов $\sum Z_i^T$ мало), при одинаковых нагрузках сети ξ наблюдается большая погрешность, чем для схем с короткими ВЛ и большим числом маломощных ТП. Введение коэффициента полного сопротивления – структуры схемы k_z , представляющего отношение суммарного полного сопротивления ВЛ к суммарному полному сопротивлению ТП, позволяет разделить совокупность схем РЭС 6, 10 кВ на две группы:

$$k_z = \left[\sum Z_j^L \right] / \left[\sum Z_i^T \right] > 0,05, \quad \left[\sum Z_j^L \right] / \left[\sum Z_i^T \right] \leq 0,05.$$

В результате обобщения методом наименьших квадратов 3×13 зависимостей $\delta_{Л} = \varphi(\xi)$ и $\delta_{Т}^H = \psi(\xi)$ получены аппроксимирующие функции погрешностей расчёта потерь ЭЭ в линиях и трансформаторах (нагрузочных) в виде полиномов второй степени. Для схем РЭС с $k_z > 0,05$ имеем:

$$\delta_{Л} = -1,15 + 1,38\xi - 11,00\xi^2; \quad \delta_{Т}^H = -5,79 + 9,99\xi - 10,97\xi^2, \quad (43)$$

для схем с $k_z \leq 0,05$:

$$\delta'_{Л} = 0,97 - 2,91\xi - 0,05\xi^2; \quad \delta'_{Т}^H = -1,91 - 0,05\xi - 2,20\xi^2. \quad (44)$$

Функции (43), (44) позволяют в процессе расчёта, в зависимости от загрузки сети ξ и структуры схемы k_z , вводить в расчётные значения потерь ЭЭ поправки в виде $\Delta W_i^p / (1 + \delta/100)$. Интервалы погрешности по модифицированной таким образом методике расчёта потерь ЭЭ с достоверностью $\beta = 0,95$ составили: в линиях от $-0,28$ до $0,22\%$ (с выборочной средней $\delta_{ср}^L = -0,25\%$ и дисперсией $\sigma^2 = 0,060$), в трансформаторах нагрузочная составляющая от $-0,23$ до $0,25\%$ ($\delta_{ср}^T = 0,01\%$, $\sigma^2 = 3,97$), в трансформаторах холостого хода $0,18$ до $0,30\%$ ($\delta_{ср}^{Tx} = 0,24$, $\sigma^2 = 0,24$). В итоге с надёжностью 95% с результирующей ошибкой до $0,210$ суммарная погрешность расчёта технических потерь ЭЭ в РЭС находится в интервале от $-0,51$ до $-0,09$ со средним значением, близким к нулю ($\sigma^2 = 3,16$), и наибольшим рассеянием от $-2,5$ до $1,5$, с теснотой связи от $0,71$ до $0,87$. Таким образом, учёт влияния структуры схемы наряду с загрузкой сети даёт более узкий интервал погрешности расчёта нагрузочных составляющих потерь ЭЭ в линиях $\Delta W_{Л}$ и трансформаторах $\Delta W_{Т}^H$ при высоких значениях коэффициентов корреляции и, следовательно, уточняет оценку коммерческой составляющей потерь ЭЭ.

9. Приложение. Пример расчёта дополнительного нагрева и сопротивления провода АС 50/8. Уточнение сопротивления провода в зависимости от его температуры базируется на вычислении перегрева (дополнительного нагрева) провода относительно воздуха и выполняется методом последовательных приближений в соответствии с приведенным алгоритмом, после определения первого приближения токовых нагрузок ВЛ по результатам расчёта установившегося электрического режима с учётом заданной температуры воздуха и скорости ветра.

Приведем пример расчёта перегрева провода АС 50/8 (диаметр $d=9,6$ мм, $I_{доп}=210$ А) при температуре воздуха $\theta_b = +20$ °С ($r_0 = 0,64 \cdot 10^{-3}$ Ом/м), токовой нагрузке $I=100$ А ($j=2,0$ А/мм²) и скорости ветра $V=1,0$ м/с с допустимой погрешностью $\xi = 2,0$ % .

Первое приближение расчёта

1. Приняв начальное (ожидаемое) значение температуры провода равным 30 °С, получим перегрев провода

$$\Delta \theta^{(1)} = \theta_{пр}^{(1)} - \theta_b = 30 - 20 = 10,0 \text{ °С.}$$

2. Сопротивление провода при $\theta_{пр} = 30$ °С

$$R_{\theta} = r_0 (1 + 0,00403 \cdot \theta_{пр}) / 1,08 = 0,64 \cdot 10^{-3} (1 + 0,00403 \cdot 30) / 1,08 = 0,664 \cdot 10^{-3} \text{ Ом/м.}$$

3. Количество тепла, выделяемого в проводе за 1 секунду,

$$Q_1 = I^2 R_{\theta}$$

$$Q_1 = 100^2 \cdot 0,664 \cdot 10^{-3} = 6,64 \text{ Вт/м.}$$

4. Среднее значение разницы между температурой воздуха и температурой провода в градусах Кельвина

$$\Theta_{cp} = 1/2 (\theta_b + \theta_{пр}^{(1)}) + 273 = 1/2 (20 + 30) + 273 = 298 \text{ К.}$$

5. Коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием

$$w_{л} = 7,24 \cdot \gamma \cdot d (\Theta_{cp} / 1000)^3 = 7,24 \cdot 0,60 \cdot 0,96 (298 / 1000)^3 = 0,110 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°С.}$$

6. Коэффициент теплоотдачи конвекцией

$$w_{к} = 0,16 d^{0,75} \cdot \Delta \theta^{0,3} = 0,16 \cdot 0,96^{0,75} \cdot 10,0^{0,3} = 0,310 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°С).}$$

7. Количество тепла, отведенного от провода,

$$Q_2 = (w_{л} + w_{к}) \Delta \theta = (0,110 + 0,310) \cdot 10,0 = 4,20 \text{ Вт/м.}$$

8. Небаланс тепла

$$\Delta Q = Q_1 - Q_2 = 6,64 - 4,20 = 2,44 \text{ Вт/м}$$

по отношению к среднему значению

$$Q_{cp} = 1/2 (Q_1 + Q_2) = 1/2 (6,64 + 4,20) = 5,42 \text{ Вт/м}$$

составляет

$$\delta Q = \Delta Q \cdot 100 / Q_{cp} = 2,44 \cdot 100 / 5,42 = 45,0 \text{ \%},$$

что превышает допустимое значение ξ .

После уточнения перегрева провода

$$\Delta \theta^{(2)} = Q_{cp} / (w_{л} + w_{к}) = 5,42 / (0,110 + 0,310) = 12,9 \text{ °С}$$

расчёт температуры и сопротивления провода на втором и следующих приближениях выполняется аналогичным образом и обобщен в табл. 1.

Изменение сопротивления относительно нормативного составляет

$$\delta R = (R_{\theta} - R_{20}) \cdot 100 / R_{20} = (0,674 - 0,64) \cdot 100 / 0,64 = 5,3 \text{ \%} .$$

Таблица 1

| Номер приближения | $\Delta\theta, ^\circ\text{C}$ | $\theta_{\text{пр}}, ^\circ\text{C}$ | $R_\theta \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/м}$ | $\delta Q, \%$ |
|-------------------|--------------------------------|--------------------------------------|--|----------------|
| 1 | 10 | 30 | 0,664 | 45,0 |
| 2 | 12,9 | 32,9 | 0,671 | 15,3 |
| 3 | 14,0 | 34,0 | 0,673 | 5,34 |
| 4 | 14,4 | 34,4 | 0,674 | 2,25 |
| 5 | 14,5 | 34,5 | 0,674 | 1,20 |

Естественно, что на эту же величину возрастают и потери ЭЭ в ВЛ электрической сети.

Результаты расчёта перегрева провода обобщены на рис. 3 для наиболее возможного изменения среднемесячной температуры от минус 25 до 25 °С. Влияние токовых нагрузок анализировалось для плотностей тока j от 0,5 до 4,0 А/мм², т.е. до $0,96 I_{\text{доп}}$. При этом под допустимым по условиям нагрева проводов током $I_{\text{доп}}$ понимается токовая нагрузка, повышающая температуру провода при полном безветрии ($V=0,6$ м/с) и температуре воздуха 25 °С до предельного значения 70°С.

Результаты расчёта перегрева провода АС 50/8 при неблагоприятных условиях охлаждения (слабый ветер, $V=1$ м/с) и практически полной нагрузке ($j=4,0$ А/мм², $I=0,96 I_{\text{доп}}$) показывают, что наибольший перегрев провода лежит в пределах от 44 °С при наиболее низкой ($\theta_{\text{ср.м.}} = -25$ °С) среднемесячной температуре до 46 °С при наихудших условиях охлаждения провода ($\theta_{\text{ср.м.}} = +25$ °С). Таким образом, при безветренной погоде перегрев провода практически не зависит от температуры воздуха, а определяется только током нагрузки. В этом случае изменение фактической температуры провода составляет от $\theta_{\text{пр}} = -25+45=20$ °С до $\theta_{\text{пр}} = 25+45=70$ °С, что дает увеличение сопротивления относительно нормативного до 20 %.

Если принять плотность тока $j = 2,0$ А/мм² ($I=100$ А), что соответствует средней нагрузке $S=1,73$ МВА распределительных линий (фидеров) 10 кВ, проектируемых на передачу мощности в пределах 1,5-2,0 МВА, то дополнительный нагрев провода составляет около 14-15 °С (рис. 3). Тогда фактические температуры провода находятся в пределах от минус 10°С до 40 °С, неучёт которых приводит к занижению потерь ЭЭ на 6 %. Анализ распределительных сетей при нормативных сопротивлениях ВЛ ($\theta_{\text{пр}} = +20$ °С) в зимнем сезоне завышает потери ЭЭ до 12 %, в летнем – занижает до 8 %. При малых токовых нагрузках ВЛ ($j < 1,0$ А/мм², $I_{\text{раб}} < 0,25 I_{\text{доп}}$) перегрев провода относительно воздуха не превышает 4,5 °С, что позволяет уточнить сопротивление поправкой не более 2 %. Для малонагруженной линии температура провода близка к температуре окружающего воздуха.

Анализ температурных условий работы провода АС 50/8 при различных скоростях ветра показал (рис. 4), что с ростом скорости ветра дополнительный нагрев провода ввиду лучших условий теплоотдачи заметно снижается, а при скоростях ветра $V \geq 10$ м/с может не учитываться на всем допустимом диапазоне изменения токовой нагрузки. Наибольшее уточнение сопротивления при токовой нагрузке, близкой к предельно допустимой, составляет до 3 %. При малых и средних токовых нагрузках ($j \leq 2,5$ А/мм²) и скоростях ветра $V \geq 5$ м/с температуру провода можно считать равной температуре окружающего воздуха, так как дополнительный нагрев провода не превышает 5 °С, что вносит уточнения в рас-

чётные значения сопротивления не более 2 %. При скоростях ветра, не превышающих 3 м/с, и повышенных токовых нагрузках ($j \geq 1,5$ А/мм²) может возникнуть дополнительный нагрев провода более 5-8 °С, обуславливающий увеличение сопротивления от 2 до 20 %.

Выводы

1. Учёт внутримесячных (среднесуточных) изменений температуры проводов и посуточного электропотребления даёт значение потерь ЭЭ в ВЛ РЭС 6, 10 кВ примерно на 7,0–8,0 % больше, чем из расчётов по среднемесячной температуре и месячному электропотреблению.

2. В предварительных расчётах потерь ЭЭ за месяц через месячный пропуск ЭЭ следует принять значение коэффициента формы, уточняемое для каждой распределительной линии по мере накопления данных посуточного электропотребления, равным 1,03-1,04.

3. Выполнен анализ перегрева проводов РЭС на потери ЭЭ ВЛ в зависимости от плотности токовой нагрузки и атмосферных факторов. Учёт перегрева проводов вносит уточнение в расчёт нагрузочных потерь ЭЭ до 12-22 % при допустимых нагрузках ВЛ.

4. Минимизирована до значения, близкого к нулевому, ошибка расчёта нагрузочных потерь ЭЭ в элементах РЭС. В зависимости от загрузки и структуры схемы интервал оценки потерь колеблется в пределах от –0,51 до –0,09 % с достоверностью 0,95 с наибольшим рассеянием от –2,5 до 1,5 % ($\sigma^2 = 3,16$).

5. Использование относительно упрощённой методики детерминированного расчёта технических потерь ЭЭ, базирующейся на реально имеющейся информации о схемах и многорежимности РЭС на основе показаний счётчиков ЭЭ, является достаточно эффективным (малые трудозатраты, приемлемая точность) в условиях эксплуатации ПЭС.

Список литературы

1. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воронницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983.- 366 с.
2. Железко Ю.С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. - М.: Изд. НЦ ЭНАС, 2005. - 278 с.
3. Поспелов Г.Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч. – М.: Энергоиздат, 1981. - 216 с.
4. Керимов А.М. Расчёт потерь электроэнергии в распределительных сетях / А.М. Керимов, Е.Б. Гурфинкель, А.С. Степанов // Электричество. - 1985. - №9. - С. 5-9.
5. Гусейнов А.К. По поводу статьи В.Г. Пекелиса и Л.П. Анисимова. Методика расчёта нагрузочных потерь энергии в распределительных сетях / А.К. Гусейнов // Электрические станции. - 1976. - №2. - С. 91.
6. Инструкция по расчёту и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. – М.: Союзтехэнерго, 1987. - 33 с.
7. Порядок расчёта и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям: Утверждён приказом №267 от 04.10.2005 Минпромэнерго России. - М.: Минпромэнерго, 2005.

8. Заслонов С.В. Расчёт технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 0,38-10 кВ / С.В. Заслонов, М.А. Калинкина // Энергетик. - 2002. - №7. - С. 21-22.
9. Воротницкий В.Э. Программа расчёта технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ / В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина // Электрические станции. - 1999. - №8. - С. 38-42.
10. Железко Ю.С. Недоучёт электроэнергии, допустимые небалансы и их отражение в нормативах потерь / Ю.С. Железко // Электрические станции. - 2003. - №11. - С. 18-22.
11. Воротницкий В.Э. Методы и средства расчёта, анализа и снижения потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям / В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина и др. – М., 2006. – 168 с.
12. Герасименко А.А. Учёт внутримесячного хода температуры проводов воздушных линий и электропотребления при расчёте потерь электроэнергии в распределительных сетях / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев // Энергосистема: управление, качество, безопасность: сб. докл. Всероссийской научн.-практ. конф. – Екатеринбург, 2001. - С. 435-440.
13. Герасименко А.А. Определение температуры проводов воздушных линий распределительных сетей с учётом токовой нагрузки и атмосферных условий/ А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев // Вестник КрасГАУ, научно-техн. журнал. – 2001. - № 7. - С. 47-54.
14. Герасименко А.А. Методика, алгоритм и программа расчёта технических потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев. - М.: ИНФОРМЭНЕРГО. № 3469 - ЭН 2001. 74 с. Вестник электроэнергетики. - 2001. - №4.
15. Поспелов Г.Е. Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линии электропередачи / Г.Е. Поспелов, В.В. Ершевич // Электричество. - 1973. - № 10. - С. 81-83.
16. Бургсдорф В.В. Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи по нагреву их проводов / В.В. Бургсдорф, Л.Г. Никитина / Электричество. - 1989. - №11. - С. 1-8.
17. Методика расчёта предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи. – М.: Союзтехэнерго, 1987. - 36 с.
18. Герасименко А.А. Расчёт потерь электроэнергии и рабочих режимов в распределительных сетях энергосистем / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев// Оптимизация режимов работы систем электроприводов: Межвуз. сб. науч. тр. - Красноярск, 2002. - С. 75-95.
19. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, Н.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. - 348 с.
20. Герасименко А.А. Влияние загрузки распределительных сетей на погрешность расчёта технических потерь электроэнергии / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев, Д.А. Куценов // Достижения науки и техники – развитию сибирских регионов: Всероссийская научн.-методич. конф. и выставка. – Красноярск, 2003. - С. 120-122.
21. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика / В.Е. Гмурман. – М.: Высшая школа, 1977. - 480 с.
22. Герасименко А.А. Уточнение технической и коммерческой составляющих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях/ А.А. Герасименко, Д.А. Куценов, Г.С. Тимофеев // Изв. вузов. Электромеханика. - 2005. - № 5. - С. 38-43.

The Accounting of Regime and Atmosphere Factors in Calculation of Technical Loss of Electricity in Distributive Network

**Alexey A. Gerasimenko, Gennady S. Timofeev
and Andrey V. Tihonovich**
*Siberian Federal University,
79 Svobodny, Krasnoyarsk, 660041 Russia*

The efficiency of application of the method is based on the analysis of initial information. This method is founded on average loads for calculation of losses of electricity in distributive network. The influence on the error of calculation of electricity losses is appraised taking into consideration the inequality of electricity consumption during the month and the temperature of a wire. The errors of calculation of electricity losses are studied by the method of statistics tests and their account is made on the basis of polynomial of the second degree.

Key words: losses of the electricity, technical losses of the electricity, distributive electric networks, errors of calculation, atmospheric influences, circuit and regime factors.
