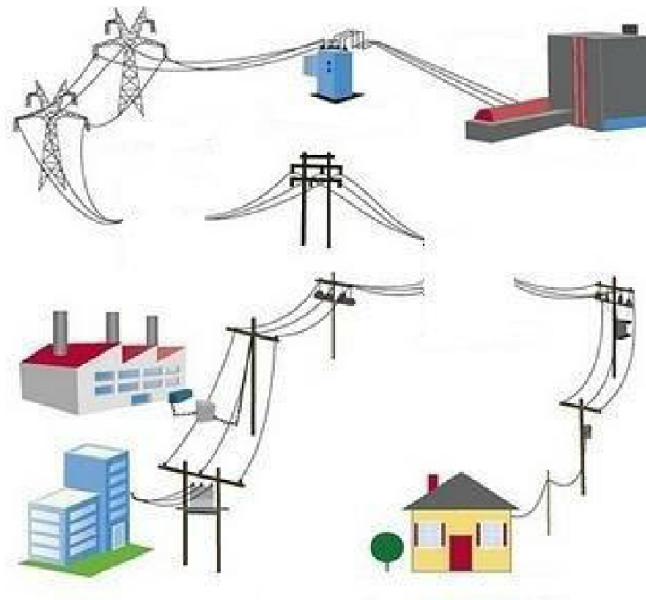




Воротницкий В.Э., Заслонов С.В., Калинкина М.А.



**Методы расчета потерь электроэнергии в электрических сетях
0,38 кВ**



Электрические сети 0,38 кВ являются последним звеном в цепи передачи и распределения электроэнергии от электростанций к потребителям. По России в целом они составляют около 40% от суммарной протяженности всех электрических сетей. От надежности работы сетей 0,38 кВ и их загрузки решающим образом зависят надежность, качество и экономичность электроснабжения потребителей, а от точности расчетов технических потерь в сетях 0,38 кВ – точность выявления коммерческих потерь в электрических сетях в целом. Расчет потерь электроэнергии в этих сетях является одним из наиболее трудоемких. Это связано со следующими особенностями распределительных сетей:

- большим объемом информации с одновременно низкой ее достоверностью;
- большой протяженностью и разветвленностью;
- динамикой изменения схемных и особенно режимных параметров;
- различным исполнением участков: пятипроводные (три фазы, ноль и фонарный провод), четырехпроводные (три фазы и ноль), трехпроводные (две фазы и ноль), двухпроводные (одна фаза и ноль);
- неравномерностью загрузки фаз;
- неодинаковостью фазных напряжений на шинах питающей ТП.

Следует также отметить, что методы расчета режимов электрических сетей, уровней напряжения в узлах, потерь мощности и электроэнергии должны быть в максимальной степени адаптированы к имеющейся в условиях эксплуатации сетей схемных и режимных параметров.

В данной статье представлены методы расчета технических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ при различных вариантах исходной информации. Методики приводятся в порядке повышения их

точности и, соответственно, увеличения необходимого для расчетов объема исходной информации.

Наиболее простой и в то же время наименее точной является оценочная методика расчета потерь электроэнергии по суммарной длине электрических сетей 0,38 кВ, средним удельным потерям электроэнергии на 1 км длины для средней загрузки характерных сетей:

$$\Delta W_{\text{НО},0,38} = \Delta P_{\text{НУ},0,38} \cdot L_{\Sigma,0,38} \cdot \tau_{0,38}, \quad (1)$$

где $L_{\Sigma,0,38}$ – суммарная длина электрических сетей 0,38 кВ филиала ЭС по его отчетным данным;

$\tau_{0,38}$ – время потерь для электрических сетей 0,38 кВ;

$\Delta P_{\text{НУ},0,38}$ – средние по филиалу ЭС удельные нагрузочные потери мощности на 1 км линии 0,38 кВ в часы максимума нагрузки энергосистемы, рассчитываемые по формуле:

$$\Delta P_{\text{НУ},0,38} = 3 \cdot \left(\frac{S_{\text{НОМ(ср)}} \cdot k_{\text{ЗГ(ср)}} \cdot k_{\text{Р}}}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 \cdot R_0, \quad (2)$$

где $S_{\text{НОМ(ср)}}$ – средняя мощность трансформатора, характерного для распределительных сетей филиала ЭС;

$k_{\text{ЗГ(ср)}}$ – средняя загрузка трансформатора в максимум нагрузки по данным контрольных измерений;

$k_{\text{Р}}$ – коэффициент распределения нагрузки по длине сети;

R_0 – удельное сопротивление линии 0,38 кВ с маркой провода, принимаемой в расчетах средней для филиала ЭС.

Пример определения усредненного норматива потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ.

Исходные данные:

– суммарное количество распределительных трансформаторов (РТ) 6(10) кВ по РФ – 16464 шт.;

– суммарная установленная мощность РТ 6(10) кВ по РФ – 4180 МВА;

– средняя загрузка одного РТ 6(10) кВ в максимум нагрузки – 0,4 о.е.;

– среднее число фидеров 0,38 кВ на 1 РТ 6(10) кВ – 2 шт.;

– среднее сечение магистрального провода 0,38 кВ АС-35 с $r_0=0,92$ Ом/км;

– число часов наибольших потерь 1200 ч.

Порядок расчета:

1. Средняя установленная мощность РТ 6(10) кВ:

$$S_{\text{ср}} = \frac{S_{\text{ТЭ}} \cdot 10^3}{n_{\text{ТЭ}}} = \frac{4180 \cdot 10^3}{16464} = 253 \text{ кВА}.$$

2. Средняя максимальная нагрузка одного РТ 6(10) кВ:

$$S_{\text{МРТ}} = S_{\text{ср}} \cdot k_3 = 253 \cdot 0,4 = 100 \text{ кВА}.$$

3. Средняя нагрузка на один фидер 0,38 кВ:

$$S_{\text{МФ}} = \frac{S_{\text{МРТ}}}{n_{\text{ф}}} = \frac{100}{2} = 50 \text{ кВА}.$$

4. Средний ток нагрузки на один фидер 0,38 кВ:

$$I_{\text{МФ}} = \frac{S_{\text{МФ}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 72,3 \text{ А}$$

5. Средний ток нагрузки на 1 км линий 0,38 кВ:

$$I_{\text{МУ}} = I_{\text{МФ}} \cdot k_p = 72,3 \cdot 0,5 = 36,1 \text{ А},$$

где k_p – коэффициент распределения нагрузки по длине сети.

6. Средние максимальные потери мощности в фидере 0,38 кВ с маркой провода АС-35, длиной 1 км и нагрузкой 36,1 А:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R_0 = 3 \cdot 36,1^2 \cdot 0,92 = 3,6 \text{ кВт / км}.$$

7. Средние годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau = 3,6 \cdot 1200 = 4,3 \text{ тыс. кВт.ч}.$$

8. Средние относительные максимальные потери мощности:

$$\Delta P_* = \frac{\Delta P}{S_{\text{МФ}} \cdot 0,5 \cdot \text{Cos}\varphi} = \frac{3,6}{25 \cdot 0,95} = 15,2\%.$$

9. Средние относительные потери электроэнергии:

$$\Delta W_* = \Delta P_* \cdot \frac{\tau}{T_{\text{max}}} = 15,2 \frac{1200}{2500} = 7,29\%$$

Наиболее распространенной в практике эксплуатации методикой расчета потерь мощности и электроэнергии, рекомендуемой отраслевой Инструкцией [1], является методика расчета по потере напряжения до наиболее электрически удаленной от ТП точки сети. Данная методика позволяет определить потери электроэнергии в линиях, учитывая неравномерность загрузки фаз линии 0,38 кВ.

В качестве исходной информации используются результаты контрольных измерений уровней напряжения на шинах ТП и в наиболее электрически удаленной точке сети 0,38 кВ, фазных токов головного участка в максимум нагрузки:

$$\Delta W_{\%} = K_{\text{м/н}} \cdot K_{\text{дп}} \cdot \Delta U_{\text{ср}\%} \cdot \tau_{0,38}, \quad (3)$$

где $\Delta U_{\text{ср}\%}$ – средняя относительная величина потерь напряжения для сети;

$K_{\text{дп}}$ – коэффициент дополнительных потерь, учитывающий неравномерность загрузки фаз сети 0,38 кВ, рассчитываемый по формуле:

$$K_{\text{дп}} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} \right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}}, \quad (4)$$

где I_A, I_B, I_C – измеренные токовые нагрузки фаз;

$R_{\text{н}}$ и $R_{\text{ф}}$ – сопротивления нулевого и фазного проводов;

$K_{м/н}$ – коэффициент связи относительных потерь мощности с относительными потерями напряжения, в общем случае зависящий от конфигурации сети, плотности нагрузки и других факторов, предлагается определять по формуле:

$$K_{м/н} = K_{разв} \cdot 2r / (2r \cdot \cos^2 \varphi + x \cdot \sin 2\varphi), \quad (5)$$

где r и x – активное и реактивное сопротивления головного участка линии 0,38 кВ,

$K_{разв}$ – коэффициент разветвленности схемы [2].

Так как выполнить расчеты потерь электроэнергии во всех распределительных линиях 0,38 кВ в масштабах энергосистемы даже с помощью сравнительно простого метода $K_{м/н}$ часто оказывается затруднительным, поэтому для оценки потерь в совокупности сетей 0,38 кВ оправданным и целесообразным следует считать применение метода случайной выборки с последующим распространением результатов расчета с заданной доверительной вероятностью на всю рассматриваемую сеть [3]. Суть метода состоит в расчете относительных потерь электроэнергии не во всех сетях, а только в их части, определенной по одному из способов случайного отбора. При отборе электрических сетей необходимо обеспечить равную вероятность попадания различных распределительных сетей в выборку.

В ряде случаев более точным является расчет потерь мощности в сети по контрольным измерениям уровней напряжения на шинах ТП, фазных токов головного участка в максимум нагрузки, характеру потребителей сети 0,38 кВ и их нагрузке. При таком объеме исходной информации появляется возможность рассчитывать установившийся режим электрической сети 0,38 кВ, уровни напряжения в узлах, потери напряжения и мощности на участках для каждой распределительной линии и их совокупности по ТП, РЭС и ПЭС в целом.

В зависимости от характера и вида нагрузки потребителей, а также исходной информации на головном участке линии 0,38 кВ расчеты выполняются по разным методикам.

При расчете электрических сетей с коммунально-бытовой нагрузкой, которая принимается равномерно распределенной по длине сети, потери электроэнергии для линии 0,38 кВ определяются по формулам:

$$\Delta W_{\text{H0,38}} = \tau_{0,38} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{H0,38i}}, \quad (6)$$

где $\Delta P_{\text{H0,38i}}$ – потери мощности, рассчитываемые для каждого участка линии 0,38 кВ [4]:

$$\Delta P_{\text{H0,38i}} = 3 \cdot K_{\text{длi}} \cdot R_i \cdot \left(\frac{1}{3} I_{\text{Pi}}^2 + I_{\text{Pi}} \cdot I_{\text{Ci}} + I_{\text{Ci}}^2 \right), \quad (7)$$

где I_{P} – равномерно распределенная по длине токовая нагрузка, приходящаяся на одну фазу каждого участка сети:

$$I_{\text{Pi}} = I_{\Gamma} \frac{L_i}{L_{\Sigma}}, \quad (8)$$

где L_i – длина i -го участка сети, L_{Σ} – суммарная протяженность;

I_{C} – сосредоточенные токовые нагрузки для каждого участка сети, приходящиеся на одну фазу:

$$I_{\text{Ci}} = \frac{I_{\Gamma}}{L_{\Sigma}} \sum_{i=k}^m L_i, \quad (9)$$

где k – номер участка, для которого определяется сосредоточенный ток.

При расчете электрических сетей с производственной нагрузкой, которая принимается сосредоточенной в узлах сети, необходимо предусматривать учет следующих видов задания нагрузки:

присоединенной мощности нагрузки, потребляемой электроэнергии за год, результаты измерений нагрузки в зимний максимум.

Если нагрузка задана присоединенной мощностью, то расчет потерь мощности и напряжения ведется итерационным путем. На первом шаге итерации мощность головного участка распределяется пропорционально установленной в узлах мощности нагрузок потребителей. По данным головного участка вычисляется коэффициент дополнительных потерь, возникающих из-за неравномерности загрузки фаз, и принимается одинаковым для каждого участка. Определяются потери электроэнергии по формуле (6). Если нагрузка задана потребляемой электроэнергией за год, расчет выполняется аналогично с пересчетом электроэнергии в мощность.

Для распределения рассчитанных годовых потерь электроэнергии в электрической сети 0,38 кВ по месяцам можно воспользоваться графиком помесечного отпуска электроэнергии в сеть 6(10) кВ, от которой питается рассматриваемая сеть 0,38 кВ.

Порядок расчета представлен для всех линий 0,38 кВ, получающих питание от фидера 6(10) кВ.

1. Определяют потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ за декабрь в год (t-1):

$$\Delta W_{0,38д}^{(t-1)} = \frac{\Delta W_{0,38год}^{(t)}}{\sum_{i=1}^{12} K_i^2}, \quad (10)$$

где $\Delta W_{год}^{(t)}$ - годовые потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ;

K_i - отношение отпуска электроэнергии в фидер 6(10) кВ в i-й месяц (t-1) года к отпуску электроэнергии в декабре месяце этого же года:

$$K_i = \frac{W_{OC6(10)i}^{(t-1)}}{W_{OC6(10)д}^{(t-1)}}. \quad (11)$$

2. Рассчитываются потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ i -й месяц года t :

$$\Delta W_{0,38i}^{(t)} = \Delta W_{0,38д}^{(t-1)} \left(\frac{W_{OC6(10)i}^{(t)}}{W_{OC6(10)д}^{(t-1)}} \right)^2. \quad (12)$$

Например, для расчета нормативных потерь электроэнергии за январь 2002 года, формула (12) примет вид:

$$\Delta W_{0,38я}^{(2002)} = \Delta W_{0,38д}^{(2001)} \left(\frac{W_{OC6(10)я}^{(2002)}}{W_{OC6(10)д}^{(2001)}} \right)^2,$$

за февраль 2002 года:

$$\Delta W_{0,38ф}^{(2002)} = \Delta W_{0,38д}^{(2001)} \left(\frac{W_{OC6(10)ф}^{(2002)}}{W_{OC6(10)д}^{(2001)}} \right)^2, \text{ и т.д.}$$

3. Потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ за декабрь месяц 2001 по формуле (10) определяются:

$$\Delta W_{0,38д}^{(2001)} = \frac{\Delta W_{год}^{(2002)}}{\sum_{i=1}^{12} (K_{я}^2 + K_{ф}^2 + \dots + K_{д}^2)}, \quad (13)$$

$$K_{я} = \frac{W_{OC6(10)я}^{(2001)}}{W_{OC6(10)д}^{(2001)}}; K_{ф} = \frac{W_{OC6(10)ф}^{(2001)}}{W_{OC6(10)д}^{(2001)}} \text{ и т.д.} \quad (14)$$

Из формул (10)-(14) видно, что их использование основано на допущении о том, что переменные потери электроэнергии в электрической сети 0,38 кВ пропорциональны квадрату переданной по ней электроэнергии, если параметры сети при этом остаются неизменными.

Если в качестве нагрузки используется потребляемая (или оплаченная) электроэнергия за месяц и известен отпуск электроэнергии в данную линию 0,38 кВ за тот же расчетный период (W_A) потери электроэнергии определяются:

$$\Delta W_{H0,38} = \frac{W_A^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ш}}^2 \cdot T} \cdot R_{\text{э}} \cdot k_{\text{фг}}^2 \cdot K_{\text{дп}}, \quad (15)$$

$U_{\text{ш}}$ – среднее за период T напряжение на шинах ТП;

$R_{\text{э}}$ – эквивалентное сопротивление рассчитываемой линии 0,38 кВ;

$k_{\text{фг}}$ – коэффициент формы графика нагрузки головного участка распределительной линии.

Наиболее точной и вместе с тем наиболее трудоемкой, требующей максимального объема исходной информации является методика расчета, основанная на контрольных измерениях уровней напряжения на шинах ТП, фазных токов головного участка в максимум нагрузки, установленной мощности, характеру и типовым графикам нагрузки потребителей, отпуску электроэнергии в сеть 0,38 кВ или суммарному потреблению электроэнергии присоединенным к сети потребителями.

Одновременное знание контрольных замеров нагрузки по сетям 0,38 кВ и электропотребления позволяют привести их в определенное соответствие через расчет серии установившихся режимов и потерь мощности при изменении нагрузок в узлах согласно графикам нагрузки с накоплением результатов расчета потерь мощности за характерные сутки.

На головном участке в качестве исходных данных могут использоваться: активный отпуск электроэнергии за характерные сутки, месяц, квартал, год.

Статистические показатели типового графика нагрузки зависят от величины нагрузки. Для каждого типового графика приведена стандартная величина максимального значения математического ожидания активных нагрузок. Для пересчета типового графика для любой другой нагрузки необходимо определить коэффициент подобия [5]:

– при известной величине максимальной активной нагрузки P_M :

$$x = \frac{\sqrt{\left(\frac{\beta C_{PM} \bar{P}_{CT}}{200}\right)^2 + \bar{P}_{CT} \cdot P_M} - \frac{\beta C_{PM} \bar{P}_{CT}}{200}}{\bar{P}_{CT}}, \quad (16)$$

где \bar{P}_{CT} – математическое ожидание максимальной нагрузки;

β – коэффициент надежности расчета (при вероятности 0,975 $\beta=2$);

C_{PM} – вариация в максимум активной нагрузки.

– при известной величине математического ожидания максимальной активной нагрузки \bar{P}_M :

$$x = \sqrt{\frac{\bar{P}_M}{\bar{P}_{CT}}}; \quad (17)$$

– при известной величине потребление электроэнергии за год:

$$x = \sqrt{\frac{W_{год}}{W_{CT}}}, \quad (18)$$

где W_{CT} – годовое потребление электроэнергии, соответствующее данному типовому графику

$$W_{CT} = \frac{\sum_{k=1}^{12} m_k \cdot \bar{P}_{CT} \cdot \sum_{j=1}^{12} k_{pj} \cdot \sum_{i=1}^{24} P_{ik}}{1200}, \quad (19)$$

где k_{pj} – коэффициент сезонности;

P_{ik} – математическое ожидание активной нагрузки i -го часа k -го сезона;

m_k – число дней в месяце.

Показатели пересчитываемого графика для расчета нагрузки любого i -го часа и месяца (P_{ij}) и их среднеквадратического отклонения (σ_{ij}) определяются:

$$\bar{P}_{ij} = \frac{\bar{P}_{CT} \cdot \bar{P}_{ik} \cdot X^2 \cdot K_{Pj}}{100}, \quad (20)$$

$$\sigma_{Pij} = \frac{\bar{P}_{CT} \cdot C_{Pik} \cdot X \cdot K_{Pj}}{100}. \quad (21)$$

Тогда максимальное значение нагрузки за i -й час:

$$P_{ij} = \bar{P}_{ij} + \beta \cdot \sigma_{Pij}. \quad (22)$$

Расчет токораспределения в сети, потокораспределения и потерь напряжения в ней осуществляется известными методами.

Последняя методика в наибольшей степени соответствует требованиям задачи выявления и оценки коммерческих потерь электроэнергии. Информация, необходимая для ее решения, может быть использована также для определения характерных точек сети с максимальным и минимальным отклонениями напряжения для выбора законов регулирования в центрах питания распределительных сетей 0,38-10 кВ.

В то же время, если выполняется совместный расчет электрической сети 6-10 кВ и всех питающихся от нее сетей 0,4 кВ имеется возможность:

- уточнить потокораспределение, потери напряжения, мощности и электроэнергии в сети 6-10 кВ за счет более точного знания нагрузок присоединенных ТП;
- рассчитать баланс нагрузок и электроэнергии по сетям 6(10) 0,38 кВ с учетом технических потерь мощности и электроэнергии в них;
- определить участки сети с недопустимым небалансом электроэнергии.

Таким образом, первые три методики могут рассматриваться как оценочные при недостаточно развитой системе информационного обеспечения расчетов режимов и потерь в сетях 0,4 кВ.

Четвертая методика является на сегодняшний день наиболее точной и наиболее перспективной. Переход к ней должен осуществляться поэтапно от отдельных наиболее загруженных узлов нагрузки и наиболее протяженных сетей 0,4 кВ к участкам, районам электрических сетей, ПЭС и энергосистеме в целом. Для практического внедрения четвертой методики необходимо тесное взаимодействие районов электрических сетей (измерения нагрузок, напряжений), служб распределительных сетей и диспетчерских служб ПЭС (схемы электрических сетей и их параметры), отделений энергосбыта (электропотребление и графики нагрузок).

Список литературы:

1. **Инструкция** по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. И 34-70-030-87. – М.: СПО "Союзтехэнерго", 1987;
2. **В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина.** Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. / Учебно-методическое пособие. – М.: ИПКГосслужбы, 2000;
3. **Потери** электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; Под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983;
4. **Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч.** Потери мощности и энергии в электрических сетях./Под ред. Г.Е. Поспелова. – М.: Энергоиздат, 1981;
5. **Руководящие материалы** по проектированию электроснабжения сельского хозяйства./ Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. Ноябрь. – М.: Всесоюзный государственный проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт "Сельэнергопроект", 1985.