

КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Каждая сеть характеризуется *номинальным напряжением*. Различают номинальные напряжения ЛЭП, генераторов, трансформаторов и электроприемников. Номинальным напряжением ЛЭП считается напряжение сети, элементом которой она является. Номинальное напряжение электроприемника совпадает с номинальным напряжением сети, к которой он подключен. Номинальное напряжение генераторов на 5 % выше номинального напряжения сети. Номинальные напряжения обмоток трансформатора принимают равными номинальному напряжению сети или на 5 % выше в зависимости от вида трансформатора и напряжения сети.

До 1 кВ приняты номинальные междуфазные напряжения: 220, 380 и 660 В.

По величине синусоидального напряжения сети подразделяются:

- на сети низкого напряжения НН (до 1 кВ);
- среднего напряжения СН (6, 10, 35 кВ);
- высокого напряжения ВН (110, 220 кВ);
- сверхвысокого напряжения СВН (330, 500, 750 кВ);
- ультравысокого напряжения УВН (свыше 1000 кВ).

По роду тока сети подразделяются:

- на сети постоянного тока;
- переменного тока.

В России ЛЭП постоянного тока почти не используются (Волгоград - Донбасс на 800 кВ, 376 км). Для связи с другими странами, в частности с Финляндией применяют вставки постоянного тока. За рубежом в разных странах существуют несколько десятков ЛЭП постоянного тока, среди которых самой мощной является Итайпу - Сан Паулу (Бразилия) с номинальным напряжением 1200 кВ, длиной 783 км и пропускной способностью 6,3 МВт.

ЛЭП переменного трехфазного тока используются повсеместно. Рост номинального напряжения ЛЭП переменного тока шел примерно с интервалом времени в 15 лет. Первые экспериментальные участки ЛЭП 1150 кВ были построены в 1985 г.

По конструктивному выполнению сети делятся:

- на воздушные;
- кабельные;
- токопроводы промышленных предприятий;
- проводки внутри зданий и сооружений.

По назначению сети условно называют:

- питающими;
 - распределительными;
- основными сетями энергосистем являются;
- районные;
 - местные;
 - системообразующие.

Районные электрические сети служат для питания подстанций района энергосистемы и связывают крупные узловые подстанции с более мелкими распределительными. Выполняются, как правило, на номинальных напряжениях до 220 кВ.

Местные электрические сети служат для питания потребителей от районных подстанций и выполняются на номинальные напряжения 35 кВ и ниже.

Классификация по функциональному назначению является условной.

Питающими называют сети, по которым энергия подводится к подстанции или РП.

Распределительные сети - это сети, к которым непосредственно подсоединяются электроприемники и трансформаторные пункты. Обычно это сети с номинальным напряжением до 20 кВ, однако часто к распределительным сетям относят и разветвленные сети более высоких напряжений. К основным сетям принадлежат сети высокого напряжения, на которых осуществляются наиболее мощные связи в системе.

Системообразующими сетями называют ЛЭП наивысшего напряжения в данной энергосистеме, сооружаемые для дальнейшего ее развития.

Межсистемными связями называют ЛЭП, которые соединяют отдельные энергосистемы.

По месту расположения и характеру потребителей различают сети:

- городские;
- промышленные;
- сельские;
- электрифицированных железных дорог;
- магистральных нефте- и газопроводов.

По схеме соединений сети делят:

- на разомкнутые;
- разомкнутые резервированные;
- замкнутые.

Разомкнутыми называют такие сети, которые питаются от одного пункта и передают электрическую энергию к потребителю только в одном направлении. Разомкнутые сети бывают магистральными, радиальными и радиально-магистральными (разветвленными). В разомкнутых резервированных сетях при нарушении питания по одной из ЛЭП включается резервная перемычка, по которой восстанавливается электроснабжение отключенных потребителей.

Замкнутыми называют сети, питающие потребителей, по меньшей мере, с двух сторон.

Замкнутые сети делятся на **однородные** из линий одного напряжения и **неоднородные**, образованные линиями разных номинальных напряжений.

ПАРАМЕТРЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЭС

Активное сопротивление линий

Различают:

- а) сопротивление проводника постоянному току (омическое);
- б) сопротивление проводника переменному току (активное).

Второе сопротивление больше первого вследствие *поверхностного эффекта*. Поверхностный эффект особенно резко проявляется в стальных проводах, у которых магнитный поток внутри провода значительно больше благодаря высокой магнитной проницаемости стали.

Для линий из цветного металла поверхностный эффект не учитывается, поэтому в практических расчетах активные сопротивления принимают равными омическим.

Пренебрегают также тем влиянием, которое оказывают на величину активного сопротивления колебания температуры проводника, и пользуются в расчетах лишь величинами этих сопротивлений при средних температурах (+20° С).

Величину активного сопротивления провода определяют по формуле:

$$R = r_0 \cdot l$$

где r_0 — расчетное сопротивление 1 км провода, Ом;

l — длина провода, км.

Однако в расчетах сильно загруженных сетей и особенно в районах с экстремальными температурами неучет изменения температуры провода может внести существенную погрешность в величины потерь мощности.

Для проводов, выполненных из цветного металла, например из меди или алюминия, величину сопротивления r_0 определяют по формуле:

$$r_0 = \frac{\rho}{F}$$

или по формуле:

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot F}$$

Здесь

ρ — расчетное удельное сопротивление, Ом*мм²/км;

$\gamma = 1000/\rho$ — расчетная удельная проводимость, м/Ом*мм²;

F — сечение провода, мм².

Средние значения ρ и γ как для многопроволочных, так и для однопроволочных проводов при $+20^\circ \text{C}$ составляют:

	$\rho, \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$	$\gamma, \text{ м}/\text{Ом}\cdot\text{мм}^2$
Провод медный	18,8	53
Провод алюминиевый	31,5	31,7

Удобнее, однако, пользоваться более точными готовыми значениями сопротивлений $r_0, \text{ ом}/\text{км}$, приведенными в справочниках для медных и алюминиевых проводов и кабелей.

В справочной литературе сопротивления приведены к температуре 20⁰С. При необходимости их можно пересчитать к любой температуре по формуле:

$$r_{\theta} = r_{20C} [1 + 0,004(\theta - 20)]$$

Индуктивное сопротивление линий

Величина индуктивного сопротивления одного провода (фазы) воздушной линии на 1 км выражается формулой:

$$x_0 = \omega \cdot \left(4,6 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d}\right) + 0,5 \cdot \mu \right) \cdot 10^{-4}$$

где $\omega = 314$ — угловая частота при 50 Гц;

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{1-2} \cdot D_{2-3} \cdot D_{1-3}}$$

среднее геометрическое расстояние между осями проводов;

D_{1-2} , D_{2-3} , D_{1-3} — действительные расстояния между проводами 1, 2 и 3;

d — фактический внешний диаметр провода;

μ — магнитная проницаемость материала провода.

Индуктивное сопротивление зависит только от расстояния между проводами и от их диаметра, причем влияние этих величин незначительно, поскольку они входят в выражение под знаком логарифма поэтому и незначительно изменяет свою величину x_0 .

Для линий с проводами из цветного металла ($m = 1$) при промышленной частоте 50 Гц имеем

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d}\right) + 0,016$$

Для проводов, расположенных в одной горизонтальной или вертикальной плоскости и удаленных друг от друга на расстояние D , действительно равенство:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D \cdot \sqrt[3]{2} = 1,26D$$

При несимметричном расположении проводов и значительной длине линии (свыше 100 км) применяют **транспозицию** (перестановку) проводов, что делает линию в целом симметричной. В линиях местных сетей, имеющих небольшую протяженность, транспозицию не применяют, так как влияние несимметрии в этом случае ничтожно.

Расстояния между токоведущими проводами у кабельных линий значительно меньше, чем у воздушных. Поэтому индуктивные сопротивления кабельных линий меньше, чем у воздушных. При расчетах пользуются заводскими данными об индуктивном сопротивлении кабелей.

В среднем сопротивления составляют:

- 0,06 Ом/км у трехжильных кабелей до 1 кВ;
- 0,08 Ом/км у трехжильных кабелей 6...10 кВ;
- 0,15 Ом/км у одножильных кабелей 35...220 кВ.

Емкостная проводимость линий вызвана наличием емкостей между проводниками фаз линий, а также между проводниками и землей (заземленными частями ВЛ).

Погонная емкостная проводимость воздушной линии, См/км, определяется по формуле :

Среднее значение b_0 составляет для ВЛ напряжением 110...220 кВ 2,7 мкСм/км.

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \cdot \frac{2 \cdot D_{cp}}{d}} \cdot 10^{-6}$$

Потери на корону, отмеченные в ряде районов России, составляют в среднем для ЛЭП:

при напряжении, кВ	220	330	500	750	1150
потери, кВт/км	2,7	4,3	8,0	18,3	41,1

Потери на корону существенно зависят от фактического значения напряжения ЛЭП. Так, например, для ВЛ 750 КВ:

При напряжении, кВ	715	730	750	770	787
потери, кВт/км	10,4	11,4	13,8	15,7	18,0

Для кабельных линий свыше 35 КВ диэлектрические потери на 1 км указываются заводом-изготовителем.

Проводимость, обусловленная короной, является сильно переменной величиной, так как зависит от влажности воздуха и других метеорологических факторов. Усредненное значение за год активной проводимости получают через средние потери на корону:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{корср}}}{(U_{\text{ном}})^2}$$

Потери мощности и энергии в линиях

Потери в сетях составляют примерно 10% от отпускаемой в сеть энергии. Значительная часть этих потерь расходуется в линиях передачи всех напряжений и меньшая часть — в трансформаторах.

При определении экономичности проектируемой сети местного значения потери в трансформаторах не оказывают существенного влияния на выбор варианта и в большинстве случаев могут не учитываться. Потери активной мощности на участке трехфазной линии с активным сопротивлением R составляют:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

где I — ток нагрузки.

Этот ток обуславливается передачей полной мощности

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Подставляя в формулу потерь вместо тока значение мощности

$$\Delta P = 3 \cdot \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 \cdot R = \frac{S^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R$$

Если мощность выразить в МВА, а напряжение в кВ, потери мощности получим в МВт.

По аналогии, *потери реактивной мощности в линии составляют*

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X$$

2.3. Себестоимость передачи электроэнергии

Одним из основных факторов, определяющих экономичность передачи электроэнергии, является ее *себестоимость*. Себестоимость передачи электроэнергии по электрической сети определяется годовыми эксплуатационными расходами, отнесенными на 1 кВт-ч переданной электроэнергии, в которых необходимо учитывать все затраты, связанные с передачей электроэнергии, ремонтом и обслуживанием сети. Эти расходы складываются из:

- а) расходов на потерю электрической энергии в линиях;
- б) ежегодных отчислений на амортизацию сети;
- в) расходов по текущему ремонту сети и по содержанию обслуживающего персонала.

Расходы на потерю электроэнергии определяются как:

$$C_1 = \beta \cdot \Delta W = \beta \cdot \frac{R}{U^2} \cdot (S_{\text{макс}})^2 \cdot \tau$$

где β -стоимость 1 кВт-ч потерянной энергии, зависящая от типа и мощности электростанций, входящих в энергетическую систему, от которой питается рассматриваемая сеть.

Себестоимость вырабатываемой электрической энергии

$$\beta_c = a + \frac{b}{W}$$

где a — переменные расходы энергосистемы, отнесенные на 1 кВт*ч выработанной электроэнергии (приблизительно равны топливной составляющей);

b — постоянные годовые расходы по электростанциям системы, не зависящие от количества выработанной электроэнергии;

W — количество выработанной за год электроэнергии, равное $P_{\text{макс.ст}} * T_{\text{ст}}$ ($P_{\text{макс.ст}}$ — максимальная нагрузка станции, а $T_{\text{ст}}$ — время использования максимальной нагрузки станции).

Ежегодные *отчисления на амортизацию* идут на покрытие расходов, вызываемых износом отдельных элементов сети.

Ежегодно отчисляемые на предприятиях амортизационные суммы распадаются на две части: на *производство капитального ремонта сооружений и на капитальное строительство*. Суммы, предназначенные для капитального ремонта, остаются в распоряжении предприятий и расходуются в процессе ремонта или модернизации сооружений по годовым сметам; вторая часть отчислений идет на полное восстановление основных фондов и перечисляется на капитальное строительство. За счет этой части отчислений производится также реконструкция сетевых устройств, устаревших в силу прогресса техники.

Расходы на амортизацию определяются в процентах от величины первоначальных затрат на сооружение сети:

$$C_2 = \frac{\alpha_a \cdot K}{100}$$

где α_a — величина процентных отчислений на амортизацию;

K — первоначальные затраты на сооружение сети (основные фонды).

Величину α_a устанавливают с таким расчетом, чтобы к моменту возможного износа сооружений накопилась сумма, необходимая для их полного восстановления.

Кроме этого, эксплуатация оборудования связана с содержанием обслуживающего персонала, осуществляющего оперативную работу и технический надзор, транспорта, связи, содержанием жилых домов для персонала, вспомогательных сооружений и т. п. Эти расходы также ложатся на себестоимость передачи и могут быть выражены в процентах от стоимости сооружения:

$$C_3 = \frac{\alpha_p \cdot k}{100}$$

где α_p — величина процентных отчислений на текущий ремонт и обслуживание сети

Учитывая изложенное, суммарные ежегодные расходы на эксплуатацию сети могут быть определены как:

$$C = C_1 + C_2 + C_3$$

Среднегодовую себестоимость передачи 1 кВт*ч электроэнергии β пер получим делением годовых эксплуатационных расходов на величину полезно переданной энергии потребителю W :

$$\beta_{\text{пер}} = \frac{C}{W} = \frac{C}{P_{\text{макс}} \cdot T}$$

Технико-экономический расчет сетей

Выбор схемы электрических сетей обычно требует рассмотрения ряда вариантов и сравнения их друг с другом с точки зрения технических и экономических показателей.

Важнейшие технические показатели, характеризующие рассматриваемый вариант сети, таковы:

- а) надежность работы сети (например, по схеме соединения);
- б) долговечность сооружения (например, деревянные или железобетонные опоры на линии передачи);
- в) удобство эксплуатации;
- г) объем ремонтов;
- д) степень автоматизации;
- е) возможность индустриализации строительных и монтажных работ;
- ж) конструкция линии (кабельная или воздушная).

Рекомендуется пользоваться *методом срока окупаемости*, учитывающим ежегодные эксплуатационные расходы и капиталовложения в сооружение объекта. Метод срока окупаемости соизмеряет капитальные вложения с будущими издержками производства, с себестоимостью передачи электроэнергии.

Сущность метода срока окупаемости заключается в следующем.

Определяется срок окупаемости варианта:

$$T_0 = \frac{k_2 - k_1}{C_1 - C_2}$$

Полученные по вариантам сроки окупаемости в годах сравнивают между собой и с нормативным сроком окупаемости $T_{o.n}$.

В случае нескольких вариантов удобнее пользоваться, исходя из нормативного срока $T_{o.n.}$, следующей формулой

$$Z = C + \frac{k}{T_{o.n.}} = C + p_n \cdot k$$

где $p_n = 1/T_{o.n.}$ — величина, обратная нормативному сроку окупаемости; называется нормативным коэффициентом эффективности, при $T_{o.n.} = 8$ равна $p_n = 0,125$.

Наиболее экономичным из нескольких возможных вариантов будет тот, у которого величина расчетных затрат окажется минимальной:

$$C + p_n \cdot k = Z_{\text{МИН}}$$

При сроках строительства, превышающих год, и при постоянных ежегодных расходах определяют приведенные затраты

$$Z_{\text{тпр}} = p_H \cdot \sum_{t=1}^T (K_t + C_t) \cdot (1 + p_H)^{t-t_{\text{пр}}} + C \cdot (1 + p_H)^{t-T}$$

где T_c — период строительства;

T — расчетный период;

K_t — капитальные вложения за время t .

Экономическая плотность тока

Для определения экономического сечения рекомендуется пользоваться формулой:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{макс}}}{j_{\text{э}}}$$

где $I_{\text{макс}}$ — ток максимальной нагрузки в проводнике при нормальной работе сети;

$j_{\text{э}}$ — экономическая плотность тока, определяемая в зависимости от материала проводника, конструкции линии и времени использования максимальной нагрузки, А/мм².

Рекомендуемые величины экономической плотности тока приведены в табл. 2-2.

Таблица 2-2 Экономическая плотность тока, а/мм²

Продолжительность использования максимальной нагрузки Т,ч	Голые провода и шины	Голые провода и шины	Кабели с бумажной изоляцией и провода с резиновой изоляцией (жилы)	Кабели с бумажной изоляцией и провода с резиновой изоляцией (жилы)
	медные	алюминиевые	медные	алюминиевые
1000-3000	2,5	1,3	3,0	1,6
3000-5000	2,1	1,1	2,5	1,4
5000-8760	1,8	1,0	2,0	1,2

Продолжительность использования максимальной нагрузки Т,ч	Кабели с резиновой изоляцией(жилы)	Кабели с резиновой изоляцией(жилы)
	медные	алюминиевые
1000-3000	3,5	1,9
3000-5000	3,1	1,7
5000-8760	2,7	1,6

Основные мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях

Большая часть потерь электроэнергии (приблизительно 60—70 %) падает на линии и из них более половины на линии напряжением 10 кВ и ниже. *Основными мероприятиями по снижению потерь электроэнергии в сетях являются:*

- а) применение более высокой ступени напряжения по шкале номинальных напряжений;
- б) повышение уровня напряжения в сети путем применения устройств регулирования напряжения;
- в) регулирование активных и реактивных мощностей в отдельных звеньях сети;
- г) применение рациональных схем сети, позволяющих осуществлять наиболее экономичную загрузку линий и трансформаторов.