

**IV Всероссийская молодежная
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»**

228-1

18-20 ноября 2021 года

УДК 621.311.161

А.В. РЕДЬКИН, студент гр. ЭРб-181 (КузГТУ), IV курс,

О.В. ПОПОВА, к.т.н., доцент.

Кузбасский государственный технический университет

имени Т.Ф. Горбачева,

г. Кемерово.

**АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ С НАПРЯЖЕНИЕМ 6-35 кВ
НА ПРИМЕРЕ ЛИТЕЙНОГО ЦЕХА**

Потери электроэнергии являются важным экономическим показателем в энергетическом хозяйстве. Величина потерь показывает текущее техническое состояние и эксплуатационный уровень не только ЛЭП, но и силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, системы учета электроэнергии и другого оборудования.

Чаще всего принято оценивать, что потери электроэнергии при ее транспортировке и распределении находятся в норме в случае, если они не более 4-5%. Потери ЭЭ около 10 % считаются предельно допустимыми. [3]

Избежать потерь ЭЭ при ее транспортировке и распределении не представляется возможным, так как электроэнергия – это продукт, на передачу которого от центра генерации до места его реализации не затрачиваются иные ресурсы, но затрачивается сама электроэнергия. Данные потери при транспортировке проявляются в форме нагрузочных потерь в ЛЭП, которые связаны с величиной мощности нагрузки, а также в виде технологических потерь. За 10 лет общие потери электроэнергии в России существенно возросли (с 8,4% до 13%), что говорит о важности их снижения. Потери в распределительных сетях определяются специальными методами расчета, потому что нагрузка в данных линиях может быть сосредоточенная, или же в виде высоковольтных электроприемников. Потери в рассматриваемых сетях возрастают при снижении уровня напряжения. Поставка электроэнергии от пункта питания до потребителей приводит к потерям напряжения как в линиях, так и в трансформаторах. Поэтому напряжение у потребителей не сохраняется неизменным. [1]

Потерей напряжения является различие напряжений в начале и конце участка линии. Потери напряжения определяют в отношении к номинальному уровню напряжения по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l}{U_{\text{ном}}}$$

IV Всероссийская молодежная
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»

228-2

18-20 ноября 2021 года

Где P – активная мощность, кВт;
 Q – реактивная мощность, кВАр;
 r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;
 x_0 – индуктивное сопротивление линии, Ом/км;
 l – протяженность линии, км.

Потери напряжения в таких сетях 6-35 кВ зависят от параметров сети, активной и реактивной составляющих тока, подключенной нагрузки. Отметим, что в протяженных линиях с уровнем напряжения 6-35 кВ учитывается индуктивное сопротивление линии. [5]

Для обеспечения стабильной работы электрооборудования, на их шинах нужно сохранять напряжение, приближенное к номинальному. Для этого применяются трансформаторы с таким коэффициентом трансформации, который будет вести учет потерь напряжения как трансформатора, так и питающей линии.

Также обмотки трансформатора могут быть снабжены ступенями, благодаря которым можно изменить коэффициент трансформации. Напряжение в тех точках схемы, которые располагаются близко к пункту питания – больше номинального, а в отдаленных – меньше. Поэтому нужно выбрать ступени так, чтобы получился нужный уровень напряжения.

Нужно правильно подбирать схему сети, уровень номинального напряжения, сечение линий, для того чтобы потери напряжения не стали больше нормированных.

Приемлемыми потерями напряжения являются:

- для питающих линий напряжением 6-35 кВ – 6-8% в нормальном режиме, 10-12% в послеаварийном режиме.
- для линий, питающих сельские поселения, напряжением 6-35 кВ – 10% в нормальном режиме. [3]

В распределительных сетях 6-35 кВ преобладают нагрузочные потери, которые напрямую зависят от протекания активной и реактивной мощностей в линии.

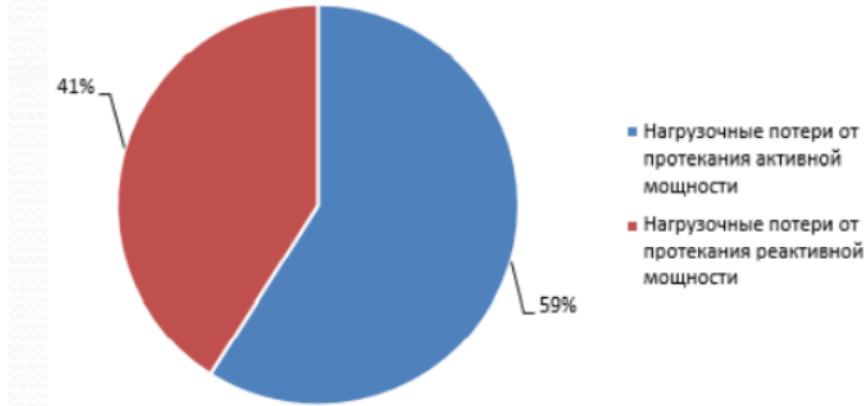


Рисунок 1. Структура нагрузочных потерь

Нагрузочные потери причисляются к потерям на нагрев в элементах, имеющих сопротивление, которые связаны с величиной передаваемой по ним мощности. С данными потерями связывают потери в ЛЭП и шинопроводах. Потери, обусловленные протеканием активной мощности, во многом обусловлены сопротивлением линий электропередач, которое, в свою очередь, зависит от сечения ЛЭП. Производство активной мощности осуществляется генераторами, а производство же реактивной мощности генераторами не совсем имеет смысл, так как при протекании реактивной мощности по линиям возникают дополнительные потери активной мощности.

Необходимо отметить о существовании климатических потерь в распределительных сетях, которые зависят от надземного или подземного расположения линии и исполнения самой линии. Линии распределительных сетей могут выполняться кабелями, которые прокладывают подземными способами – в траншеях, специальных кабельных каналах, или над землей – на кабельных эстакадах и в кабельных галереях. Способ расположения кабеля под землей защищает от воздействий грозы и других воздействий атмосферы, но является дорогостоящим. В случае прокладки кабеля под землей необходимо учитывать территориальное расположение линий, так как температуры окружающей среды влияют на температуру земли. [4]

Расположение кабелей и неизолированных ВЛ над землей производится в случаях, когда это возможно по условиям окружающей среды, так как данный способ прокладки более дешевый. На ЛЭП, проложенные надземным способом, также влияет температура окружающей среды. Низкая температура среды улучшает охлаждение с поверхности ЛЭП, что уменьшает потери от нагрузки.

Помимо потерь, связанных с нагрузкой, в распределительных сетях присутствуют условно-постоянные потери, которые не зависят от мощности нагрузки. К данным потерям причисляют потери, связанные с токами утечки по поверхности изоляторов ВЛ, потери в магнитной системе трансформатора

IV Всероссийская молодежная
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»

228-4

18-20 ноября 2021 года

и др. При возникновении влаги на загрязненном изоляторе, на его поверхности образуются проводящие пути, из-за которых возникают токи утечки по его поверхности. Потери от токов утечки возникают во время осадков (дождь, туман, роса). Потери, связанные с токами утечки, зависят от длины проводящего пути тока утечки.

Холостым ходом трансформатора 6-35 кВ, к примеру КТП на территории предприятия, считается режим разомкнутой вторичной обмоткой трансформатора при протекании тока на первичной обмотке. В результате этого процесса часть активной мощности тратится на производство магнитного потока в магнитопроводе и нагрев его обмоток. Потери, связанные с холостым ходом, могут возникать не только в трансформаторах, но и в устройствах КРУ, в соединительных проводах и шинах РУ и др. [2]

К примеру, приведем расчет потерь ЭЭ в трехфазной линии, которая питает литейный цех предприятия с двухсменным рабочим графиком. Для этого необходимы следующие исходные данные для расчета:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ} - \text{номинальное напряжение линии}$$

1 км - длина линии

AC-50 – марка провода

$$P_{\text{max}} = 800 \text{ кВт} - \text{максимальная передаваемая мощность}$$

$$\cos\varphi = 0,7 - \text{коэффициент активной мощности}$$

Потери в линии рассчитываются:

1. Общее активное сопротивление линии:

$$R = r_0 \cdot l = 0,35 \cdot 1 = 0,35 \text{ Ом}$$

2. Годовое потребление электроэнергии при максимальной нагрузке:

$$W = t_{\text{макс}} \cdot P_{\text{макс}} = 4500 \cdot 800 = 3600 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

3. Среднеквадратичный ток, равный реальному току, который вызывает потери электрической энергии и мощности:

$$I_{\text{срк}} = k_{\phi} \cdot \frac{W}{t_{\text{в}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = 1,05 \cdot \frac{3600 \cdot 10^3}{8760 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,7} = 59,317 \text{ А}$$

4. Потери электроэнергии в линии за год:

$$\begin{aligned} \Delta W &= 3 \cdot I_{\text{срк}}^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot t_{\text{в}} = 3 \cdot 59,317^2 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 \\ &= 32,363 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

5. Процентное соотношение потерь:

$$\Delta W_{\text{год}} = \frac{\Delta W}{W} = \frac{32,363 \cdot 10^3}{3600 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,89\%$$

**IV Всероссийская молодежная
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»**

228-5

18-20 ноября 2021 года

Потери электроэнергии в трехфазной линии питания литейного цеха предприятия за год составили $32,363 \cdot 10^3$ кВт · ч, что составляет 0,89% от всего потребления электроэнергии. Подобный расчет может выполняться автоматически с помощью специальных программ. При помощи таких программ можно получить данные о потерях электроэнергии за определенный период, а также соотношение потерь к мощностям, поступившим в сеть. Для вычисления потерь нужно получить данные о нагрузке линии, которые фиксируют приборы коммерческого учета линии. [5]

В заключении, можно отметить, что в распределительных сетях 6-35 кВ возникают различные виды потерь электроэнергии, которые чаще всего возникают из-за технологических процессов, таких как потери на создание электрических, магнитных полей, а также нагрев в проводниках. Определяются потери в таких сетях могут с помощью расчетных методов (метод оперативных расчетов, метод средних нагрузок, метод числа часов наибольших потерь мощности и др.), а также с помощью специальных расчетных программ, которые производят расчет автоматически.

Список литературы:

1. Горелов Ю.И., Исаев Р.М., Потери электроэнергии в распределительных электрических сетях // [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/poteri-elektroenergii-v-raspredelitelnyh-elektricheskikh-setyah>
2. Коваленко П.В., Пермяков А.В., Оценка потерь электроэнергии в сетях 0,4-35 кВ // [Электронный ресурс] // Режим доступа: [otsenka-poteri-elektroenergii-v-setyah-0-4-35-kv.pdf](https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-poteri-elektroenergii-v-setyah-0-4-35-kv.pdf)
3. Железко Ю.С., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии // [Электронный ресурс] // Режим доступа:
4. Беляевский Р.В., Энергосбережение // [Электронный ресурс] // Режим доступа: [МУ к ПЗ.pdf \(kuzstu.ru\)](https://kuzstu.ru/mu_k_p3.pdf)
5. Савченко Ж.В., Расчет потерь напряжения в линии электропередачи // [Электронный ресурс] // Режим доступа: usep.ru/?action=directory&count=001

Информация об авторах:

Редькин Артем Вячеславович, студент гр. ЭРб-181, КузГТУ, 650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, д. 28, artem-redkin-2016@mail.ru

Попова Ольга Владимировна, доцент, к.т.н., КузГТУ, 650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, д. 28, pov.egpp@kuzstu.ru