

## **АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ И ВЫБОР СХЕМЫ И НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СЕТИ. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ.**

Из числа разработанных вариантов выполнения сети (см. выше) должен быть выбран наиболее рациональный. Как известно, основным технико-экономическим критерием оценки инженерных решений являются приведенные народнохозяйственные затраты, учитывающие капиталовложения на осуществление объекта, ежегодные расходы по его эксплуатации, а также определенные сроки окупаемости затрат. В данном курсовом проекте приведенные затраты, как правило, учитываются в упрощенной «статической» форме, при которой не принимается во внимание рассрочка капиталовложений в течение семи лет сооружения электрической сети, а также развитие эксплуатационных расходов в течение срока ее сооружения и эксплуатации.

Однако полный и строгий технико-экономический анализ всех составленных вариантов схемы и номинального напряжения сети чрезмерно трудоемок и не является необходимым. Может быть рекомендован *двухэтапный анализ технико-экономической рациональности* рассматриваемых вариантов.

На первом этапе варианты с одинаковым номинальным напряжением сопоставляются по натуральным количественным показателям, отражающим капиталовложения, а следовательно, и эксплуатационные расходы по сети. Такими показателями являются:

- а) протяженность трасс линий;
- б) протяженность линий в одноцепном исчислении;
- в) суммарное количество ячеек выключателей 110(35) – 220 кВ на подстанциях сети.

В этом анализе могут также учитываться:

- а) наибольшие потери напряжения в сети (%), если варианты близки по только что указанным количественным показателям линий и подстанций;
- б) сопоставление вариантов по принципу электроэнергии «вперед» от источника питания к потребителям сравнительно с перетоками мощности по линиям «поперек» указанного направления.

В результате такого количественно-качественного анализа обычно *могут быть выбраны два-три варианта*, обладающие преимущественными показателями. Данные варианты *подлежат последующему уточненному сравнению на* основе расчетов приведенных народнохозяйственных затрат, связанных с их сооружением и эксплуатацией. *Желательно, чтобы в таком технико-экономическом сопоставлении участвовали варианты схем как*

*радиально-магистрального, так и кольцевого (или сложнозамкнутого) типа.* Выше указывалось, что данные принципы построения схемы сети обладают рядом конкурирующих качеств и показателей.

На втором, окончательном этапе ограниченное число вариантов выполнения сети (2–3) сравнивается по основному технико-экономическому критерию приведенных затрат, учитывающих суммарные капиталовложения в сеть и ежегодные издержки по ее эксплуатации. При рассмотрении вариантов с разной надежностью питания потребителей в составе приведенных затрат учитываются ежегодные народнохозяйственные убытки от недоотпуска электроэнергии при плановых и аварийных отключениях потребителей.

Капиталовложения на осуществление каждой из линий и подстанций и издержки по их эксплуатации определяются на основе номинальных параметров основного электрооборудования (марки проводов воздушных линий, мощности трансформаторов и автотрансформаторов и др.) и по их стоимостным показателям.

*При сравнении вариантов* по приведенным затратам в общем случае должны *учитываться* полные *стоимости* (капитальные вложения): линий, ячеек выключателей (как на сооружаемых подстанциях – РУ ВН и РУ НН, так и на источнике питания – линейных выключателей для питания проектируемой РЭС), трансформаторов, автотрансформаторов, компенсирующих устройств, стоимости иного электрооборудования, необходимого для осуществления данного варианта сети, а также *ежегодные издержки* по эксплуатации всего перечисленного выше электрооборудования и *затраты на потери мощности и электроэнергии* в линиях, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

Капиталовложения на подстанции определяются в зависимости от их номинального напряжения, схемы электрических соединений (на напряжениях 35–220 кВ), типов отключающей аппаратуры (выключателей) на стороне высшего и низшего напряжения, количества и мощности устанавливаемых трансформаторов и компенсирующих устройств.

Капиталовложения на сооружение линий сети находятся в зависимости от их номинальных напряжений, марок проводов, материалов и типов опор (одноцепные, двухцепные).

*Если* в вариантах схемы сети *рассматривается питание* пунктов с потребителями II и III категорий *без резервирования* линий или без резервирования линий и трансформаторов, то должны определяться и учитываться *убытки* от плановых и аварийных недоотпусков электроэнергии по методике, приведенной в [2, 4, 5], с учетом вероятностей аварийного и планового перерывов электроснабжения, среднего времени восстановления

элементов и плановых ремонтов. Здесь должны учитываться возможные отключения всех элементов нерезервированных цепей питания потребителей: линий, трансформаторов, выключателей и т.п.

При этом целесообразна оценка от недоотпуска электроэнергии также и в варианте с резервированием линий и трансформаторов. Такие ситуации могут быть при одновременном аварийном повреждении в обеих параллельных цепях сети (например, при повреждении двух взаимнорезервирующих линий, проложенных по общей трассе) или в аварийном режиме одной из цепей при плановом ремонте электрооборудования второй цепи.

Убытки при плановых и аварийных отключениях потребителей оцениваются на основе удельных показателей, приведенных в [3, 4]. Последние зависят от состава основных групп потребителей электроэнергии (промышленность, коммунально-бытовое хозяйство и др.) и характеристик их суточных графиков нагрузок. В данном проекте удельные убытки от недоотпуска электроэнергии могут приближенно оцениваться по заданию на проект.

*Для определения параметров линий, наибольших потерь напряжения и суммарных потерь электроэнергии необходимо знание потокораспределения в вариантах выполнения сети.*

На этой стадии проектирования *допустимо приближенное определение потокораспределения без учета потерь мощности в трансформаторах (автотрансформаторах) и линиях.* В замкнутых сетях одного номинального напряжения допускается приближенно определять потокораспределение по длинам линий. Рекомендуется применение метода наложения при расчетах послеаварийных режимов сложнзамкнутых сетей. Потери напряжения следует определять с учетом действительных погонных сопротивлений выбранных проводов, но допускается использование среднего значения погонных реактивных сопротивлений линий.

Потери электроэнергии определяются с учетом реальных активных сопротивлений и проводимостей линий и трансформаторов (автотрансформаторов).

*Все расчеты на данной стадии проектирования выполняются по номинальным напряжениям сети.*

Определение затрат на потери электроэнергии должно производиться с учетом района сооружения электрической сети (удельных затрат на потери электроэнергии) и характеристик графика нагрузок (*времени наибольших потерь –  $\tau$* ) [1, 2, 4, 5].

Ниже приводится информация, которая поясняет, что такое потери электроэнергии и как должны определяться потери электроэнергии.

Потери электроэнергии – это потери мощности, умноженные на время.

Для определения потерь энергии используют искусственные методы. Наиболее распространенным методом определения потерь энергии является метод с использованием времени максимальных потерь  $\tau$ . При перспективном проектировании при отсутствии точных графиков нагрузки потери энергии определяются по времени потерь  $\tau$ .

Передаваемая потребителям мощность изменяется в течение суток, месяца и года от максимального до минимального значений (зависит от времени). Потребитель какую-то часть времени работает с максимальной нагрузкой  $P_{\text{макс}}$ . Время, в течение которого, работая с максимальной нагрузкой  $P_{\text{макс}}$ , потребитель взял бы из сети энергию, равную энергии действительно полученной потребителем за год, называется временем использования максимальной нагрузки (числом часов использования максимума)  $T_{\text{макс}}$ . Аналогично, время, в течение которого потребитель, работая с максимальными потерями  $\Delta P_{\text{макс}}$ , вызовет такие же потери, которые имеют место в действительности, называется временем максимальных потерь  $\tau$  (или временем потерь).

Значения  $T_{\text{макс}}$  и  $\tau$  зависят только от графика нагрузок. Время потерь  $\tau$  также зависит от характера потребителя. Поэтому для типовых графиков нагрузок можно установить зависимость  $\tau$  от  $T_{\text{макс}}$ . Для графиков типовой формы  $\tau$  определяется по эмпирической формуле:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{макс}} / 10000) \cdot 2 \cdot 8760.$$

Потери энергии в линиях определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = \Delta P_{\text{макс}} \tau,$$

потери мощности следует выразить через мощность ( $S_{\text{ЛЭП}}$ ) в квадрате, напряжение ( $U_{\text{ном}}$  в квадрате) и активное сопротивление ( $R_{\text{ЛЭП}}$ ).

**Потери энергии в трансформаторах** состоят из двух частей

- 1) не зависящей от нагрузки (потери холостого хода) –  $\Delta P_x T$ ,
- 2) зависящей от нагрузки (потери при к.з.) –  $\Delta P_k \tau$

$$\Delta W_T = \Delta P_x T + \Delta P_k \tau,$$

где  $T$  – время работы.

Для определения потерь энергии в стали (х.х.), которые в течение всего времени работы трансформатора имеют постоянное значение, следует потери мощности в стали умножить на время подключения трансформатора к сети (если относить к одному году, то будет 8760 часов). Для определения потерь электрической энергии в меди (нагрузочных потерь) трансформатора пользуются теми же методами, что и для линий, используя активное сопротивление трансформатора (или активные сопротивления трансформатора) в схеме замещения или каталожные значения потерь в меди, коэффициент загрузки трансформатора в квадрате и  $\tau$ .

В курсовом проекте расчет экономических показателей выполняется по упрощенной методике [7]. Приведенные затраты рассчитываются по формуле

$$З = E_d K + И,$$

(3.2)

где  $K = K_{ЛЭП} + K_{ПС}$  – суммарные капиталовложения (инвестиции) на сооружение линий электропередач ( $K_{ЛЭП}$ ) и подстанций ( $K_{ПС}$ );  $И = И_{Л} + И_{ПС} + И_{Э}$  – ежегодные суммарные эксплуатационные издержки (без отчислений на реновацию) на линии электропередач ( $И_{Л}$ ), подстанции ( $И_{ПС}$ ) и транспорт электроэнергии ( $И_{Э}$ );  $E_d = 0,15$  – коэффициент приведения (для вновь проектируемых сетей).

Составляющие формулы (3.2) рассчитываются по данным [4]. Коэффициент пересчета стоимости электрооборудования к современным ценам и стоимость одного киловатт-часа электроэнергии  $b$  задаются студентам в индивидуальном порядке.

На основе определения приведенных затрат по сравниваемым вариантам производится окончательный выбор экономически целесообразных конфигураций, номинального напряжения, схемы электрических соединений и параметров сети. Варианты схем считаются экономически равноценными, если разница в полных приведенных затратах по сравниваемым объектам ориентировочно составляет не более 5–7 %. В таком случае следует выбирать вариант сети: с более высоким номинальным напряжением; с более высокой надежностью электроснабжения; с большей оперативной гибкостью схемы (приспособляемость схемы к различным режимам работы сети); с меньшим необходимым количеством электрической аппаратуры; с лучшими возможностями развития сети при росте нагрузок и появлении пунктов потребления электроэнергии и т.п.

Дополнительным критерием экономической эффективности варианта служит сравнение сроков окупаемости, рассчитываемых по следующей формуле:

$$T_{ок} = \frac{K}{(\Pi_q + И^{AM})},$$

где  $И^{AM}$  – суммарные отчисления на реновацию;  $\Pi_q = O_p - (И + И^{AM})$  – величина чистой прибыли;  $O_p$  – объем (стоимость) реализованной продукции:

$$O_p = \sum_{i=1}^N b W_i,$$

где  $N$  – число подстанций;  $b$  – тариф отпускаемой электроэнергии;  $W_i$  – потребляемая электроэнергия (см. формулу (6.1)).

Результатами проработок материалов главы являются выбор экономически целесообразных конфигураций, номинального напряжения, схемы электрических соединений, а также номинальных параметров проводов линий электропередачи и трансформаторов и автотрансформаторов подстанций.

Эти параметры должны быть приведены в соответствующих таблицах в конце раздела. Здесь же приводится *рисунок конфигурации сети и сведения о выбранных схемах электрических соединений подстанций.*