

**ЛЕКЦИЯ 10. Техничко-экономические критерии оценки  
эффективности мероприятий по реконструкции  
электроустановок.  
Методика оценки эффективности принимаемых решений.**

Применительно к задачам российской энергетики в рыночных условиях разрабатываются различные методические подходы, основанные на использовании зарубежного опыта. Такой критерий как чистый дисконтированный доход (ЧДД) и связанные с ним показатели (внутренняя норма доходности, срок окупаемости и индекс исходности), используются для основания проектов, намечаемых к реализации инвесторами, расценки на услуги которых не регулируются государством и обуславливают необходимость определения денежных потоков за весь срок службы объекта.

Понятно, что критерий ЧДД в условиях регулируемых государством тарифов на энергию не подходит для решений задач электроэнергетики. Более подходящим на первый взгляд является критерий необходимого дохода (НД) и среднегодового необходимого дохода (СНД) [5] предлагаемого П.А. Малкиным. Но заложенная в его основе методика определения прибыли исходя из норматива рентабельности и стоимости основных производственных фондов, что является практикой в работе зарубежных компаний, не соответствует нашим отечественным реалиям, так как в РФ прибыль энергокомпаний назначается по затратному принципу, исходя из их потребности в средствах для функционирования и развития.

Более правильный подход по нашему мнению предложен в [6] В.Н. Денисовым, который, рассуждая о подходах П.А. Малкина и справедливо критикуя их, предлагает критерий экономической эффективности – минимум суммарных или ежегодных (среднегодовых) приведённых (дисконтированных) затрат.

Если рассчитывать затраты за срок службы  $T_{сл}$ , то при условии единственности капитальных вложений (в реконструкцию или модернизацию)  $K$  и постоянства годовых издержек ( $I$ ) во времени, суммарные приведённые затраты вычисляются по формуле:

$$Z_{\Sigma} = K + I \sum_{i=1}^{T_{сл}} (1 + E)^{-i} = K + I \frac{(1 + E)^{T_{сл}} - 1}{E(1 + E)^{T_{сл}}}, \quad (12.1)$$

где  $E$  – коэффициент дисконтирования.

Для нашего случая представим ежегодные приведённые затраты

$$Z_{\Sigma} = \frac{(1+E)^{T_{\text{сл}}}-1}{E(1+E)^{T_{\text{сл}}}} K + И = FK + И. \quad (12.2)$$

При  $T_{\text{сл}} \rightarrow \infty$  коэффициент  $F \rightarrow E$ . Зависимость  $F$  от  $T_{\text{сл}}$  для разных значений  $E$  показана в табл. 12.1.

Таблица 12.1.

$E$	$F = f(T_{\text{сл}})$					
	10	20	30	40	50	60
0,05	0,130	0,080	0,065	0,058	0,055	0,053
0,1	0,163	0,117	0,106	0,102	0,101	0,1
0,15	0,119	0,160	0,152	0,151	0,15	0,15
0,2	0,239	0,205	0,201	0,2	0,2	0,2

В практических расчётах по экономическому обоснованию проектов при  $E > 0,1$  коэффициент эффективности капложений  $F = E$ .

Примем расчётный период  $T_{\text{сл}}$ , равный сроку службы присоединений ОРУ трансформаторов и линий, равным 40 лет. При этом будем полагать, что срок службы ОРУ составляет 30 лет, после чего необходимо будет провести полную его реконструкцию.

Применительно к нашему случаю с ОРУ 110, 220 кВ расчётная формула приобретает вид

$$Z = F[K_{\text{ЭЛ}} + K_{\text{ТР,ПТ}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ОРУ}}(1+E)^{T_{\text{сл}}^{\text{ОРУ}}}] + И. \quad (12.3)$$

В исходную информацию не включены нормативы амортизации, поскольку они в издержках производства (при расчёте приведённых затрат за срок службы) не учитываются. Не берётся в расчёт также остаточная стоимость обновлённого ОРУ, продолжительность работы которого к концу расчётного периода составит только 10 лет, вместо 30. Отказ от учёта остаточной стоимости ОРУ обусловлен тем, что ее приведённая к началу расчётного периода величина очень мала.

Рассмотренные выше методы существенно отличаются друг от друга, но их общим недостатком является отсутствие учёта вероятностного ущерба от ненадёжности установленного оборудования, что по нашему

мнению некорректно, тем более в различных климатических зонах и с оборудованием разных производителей.

### Методика оценки показателей надёжности для технико-экономических расчётов

Как было показано в гл. 3, учёт фактора надёжности предполагает включение в выражения (12.1.)–(12.3.) составляющей вероятностного ущерба от недоотпуска электрической энергии  $У_э$  из-за ненадёжной работы оборудования. Тогда наше выражение (13.2) будет записано в виде  $Z = FK + И + У_э$ .

Перейдём к процедуре определения величины математического ожидания (среднего значения) ущерба  $У_э$  от недоотпуска электроэнергии потребителям в вариантах схем из-за отказов электрооборудования питающей сети и ОРУ ЦП.

Рассмотрим комплексные показатели надёжности на интервалах времени, кратных  $T_k$  – результирующие показатели надёжности за календарный год и кратные интервалы.

Применительно к  $j$ -й подстанции схемы электроснабжения определим комплексные показатели надёжности относительно уровня мощности одного из двух трансформаторов  $S_{Т.НОМ}$ , учитывая что  $S_{Т.НОМ} \geq S_{НГj}^{\max}$ :

$$K_{Гj}(S_{Т.НОМ}) = 1 - K_{Пj}(S_{Т.НОМ}) - q_j(S_{Т.НОМ});$$

$$K_{Нj}(S_{Т.НОМ}) = q_j(S_{Т.НОМ});$$

$$K_{Пj}(S_{Т.НОМ}) = \frac{1}{2} \sum_i \left( \mu_{теки} \cdot T_{р.теки} + \mu_{капи} \cdot T_{р.капи} \right),$$

где  $K_{Гj}$ ,  $K_{Пj}$ ,  $K_{Нj}$  – соответственно коэффициенты готовности, плановых и неплановых простоев;  $\mu_{теки}$ ,  $\mu_{капи}$  – интенсивности текущих и капитальных ремонтов;  $T_{р.теки}$ ,  $T_{р.капи}$  – длительности текущих и капитальных ремонтов  $i$ -го трансформатора.

Недоотпуск электроэнергии  $\Delta W_{ЭЭj}$   $j$ -й подстанции определяется как

$$\Delta W_{ЭЭj} = T_k \sum_{k \in K} q_k \cdot \Delta S_{НГj}^{(k)},$$

где  $\Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} = |S^k - S_{\text{нг}j}|$  – разница в  $k$ -м состоянии  $i \neq k$ , когда  $S^k$  – располагаемая мощность подстанции  $S_i^k < S_{\text{нг}j}$  меньше чем  $\bar{S}_{\text{нг}j}$  и имеет место недопотребление (недоотпуск) ЭЭ в состоянии с вероятностью  $q_k$ . Ущерб при наличии недоотпуска  $\Delta W_{\text{э}j}$  определится как

$$y_i = y_{0j} T_K \sum_{k \in K} q_k \cdot \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)},$$

где  $y_{0j}$  – удельный ущерб, руб./кВт·ч.

С учетом состояний плановых ремонтов технических установок  $T_{\text{рем}j}^{\text{ту}}$  трансформаторов  $j$ -х подстанций последние два показателя  $\Delta W_{\text{э}j}$  и  $y_j$  определяются как уточненные

$$\Delta W_{\text{э}j} = T_{\text{раб}j} \sum_{k \in K} q_k \cdot \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} + T_{\text{рем}j}^{\text{ту}} \cdot S_{\text{нг.рем}j} \cdot q_j;$$

$$y_j = y_{0j} \left[ T_{\text{раб}j} \sum_{k \in K} q_k \cdot \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} + T_{\text{рем}j}^{\text{ту}} \cdot S_{\text{нг.рем}j} \cdot q_j \right],$$

где  $T_K = T_{\text{раб}j} + T_{\text{рем}j}^{\text{ту}}$ ;  $S_{\text{нг.рем}j}$  – нагрузка  $j$ -й подстанции в период ремонта технологических установок узла  $T_{\text{рем}j}^{\text{ту}}$

Коэффициент технического использования  $K_{\text{ти}j}$   $j$ -й подстанции характеризует степень загрузки (использования) установленной номинальной мощности и определяется из соотношения

$$K_{\text{ти}j} = \frac{W_{\text{э}j}^{\text{пот}}}{W_{\text{э}j}^{\text{max}}} = \frac{T_{\text{раб}j} \left( S_{\text{нг}j} - \sum_{k \in K} q_k \cdot \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} \right) + T_{\text{рем}j}^{\text{ту}} \cdot S_{\text{нг.рем}j} (1 - q_j)}{T_K \cdot S_{\text{т.ном}}^{\Sigma}},$$

где  $W_{\text{э}j}^{\text{пот}}$ ,  $W_{\text{э}j}^{\text{max}}$  – соответственно потребленная за время  $T_K$  и максимально потребляемая энергии для  $j$ -й подстанции.

Учитывая, что для ответственных потребителей нефтехимии и нефтегазопереработки, а также машиностроительных производств мощность трансформаторов подстанций следует выбирать по условию

$S_{т.номj} \geq S_{нгj}^{\max}$ , приведем выражение для коэффициента эффективности  $K_{эфj}$   $j$ -й подстанции, определяемого по выражению [ ]

$$K_{эфj} = \frac{W_{потj}^{\max} - \Delta W_{эфj}^{гр} - \Delta W_{эфj}}{W_{потj}^{\max}} = \frac{W_{потj}^{\max} - (W_{потj}^{\max} - W_{эфj}^{пот}) - \Delta W_{эфj}}{W_{потj}^{\max}} = \frac{W_{эфj}^{пот} - \Delta W_{эфj}}{W_{потj}^{\max}},$$

где  $W_{потj}^{\max} = S_{нгj}^{\max} \cdot T_k$ ,  $\Delta W_{эфj}^{гр} = W_{потj}^{\max} - W_{эфj}^{пот}$  – недопотребленная ЭЭ потребителем  $j$ -й подстанции относительно мощности  $S_{потрj}^{\max}$ , связанная с неравномерностью графика нагрузки;  $\Delta W_{эфj}$  – определенный выше недоотпуск ЭЭ потребителю  $j$ -й подстанции из-за отказов оборудования схемы сети и КНЭ.

### Основные соотношения для определения недоотпусков ЭЭ и ущербов у потребителей

С учетом соотношений, приведенных в § 2.2 применительно к схеме электроснабжения с  $J$  подстанциями, справедливы нижеследующие выражения:

$$\Delta W_{эф}^{\Sigma} = \sum_j \Delta W_{эфj} = \sum_j \left[ T_{рабj} \sum_{\substack{k \in K \\ i \neq k}} q_j^{(k)} \cdot \Delta S_{нгj}^{(k)} + T_{ремj} S_{нг.ремj} \cdot q_{Kj} \right]_{ТУ} \quad (12.4)$$

где  $q_{Kj}$  – вероятность полного отказа  $j$ -й подстанции схемы (конечное событие отказа).

Суммарный ущерб у потребителя по схеме питающей сети потребителя определится как

$$y_{сх}^{\Sigma} = \sum_j y_j = \sum_j \left[ y_j T_{рабj} \sum_{\substack{k \in K \\ i \neq k}} q_j^{(k)} \Delta S_{нгj}^{(k)} + y_{1j} T_{ремj} S_{нг.ремj} \cdot q_{Kj} \right]_{ТУ} \quad (12.5)$$

где  $y_{0j}$  и  $y_{1j}$  – дифференцированные величины удельных ущербов у  $j$ -го потребителя соответственно в периоды работы и ремонтов с длительностями  $T_{\text{раб}j}$  и  $T_{\text{рем}j}^{\text{ТУ}}$ .

### Критерий эффективности схем электроснабжения $K_{\text{эф}}$

Нижеприведенный график нагрузки  $j$ -й подстанции иллюстрирует основные соотношения между величинами нагрузок  $S_j$  (§ 2.1).

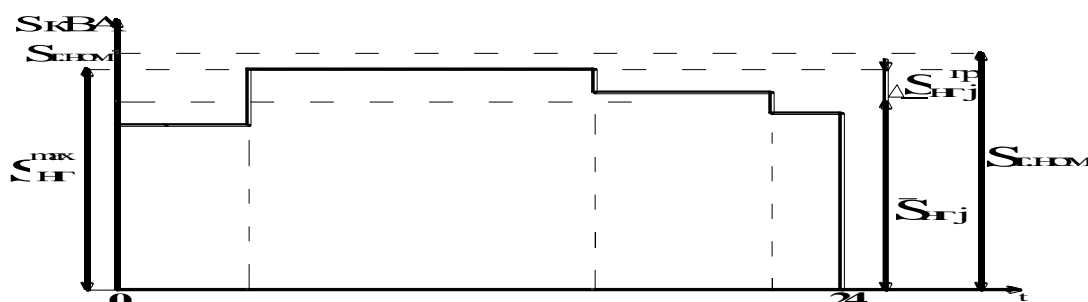


Рис. 12.1. Основные соотношения между величинами нагрузок подстанций

Определим эффективность схемы электроснабжения через соответствующий коэффициент ( $K_{\text{эф}j}$ ) каждой из  $j$ -й подстанции с учетом потерь энергии в трансформаторах  $\Delta W_{\text{п.т}j}$ , которые с увеличением срока службы  $T_{\text{сл}}$  могут существенно возрастать в связи с увеличением  $\Delta P_{\text{ХХ}}$ , кВт, а также зависят от нагрузки  $\bar{S}_{\text{нп}j}$  ( $\Delta P_{\text{КЗ}}$ , кВт).

Выражение для  $K_{\text{эф}j}$  с учетом вышеназванного будет иметь вид

$$K_{\text{эф}j} = \frac{W_{\text{пот}j}^{\text{max}} - \Delta W_{\text{пот}j}^{\text{гр}} - \Delta W_{\text{п.т}j} - \Delta W_{\text{ЭЭ}j}}{W_{\text{пот}j}^{\text{max}}} = 1 - \frac{\Delta W_{\text{пот}j}^{\text{гр}} - \Delta W_{\text{п.т}j} - \Delta W_{\text{ЭЭ}j}}{W_{\text{пот}j}^{\text{max}}} =$$

$$= 1 - \frac{\Delta W_{\text{пот}j}^{\text{гр}}}{W_{\text{пот}j}^{\text{max}}} - \frac{\Delta W_{\text{п.т}j}}{W_{\text{пот}j}^{\text{max}}} - \frac{\Delta W_{\text{ЭЭ}j}}{W_{\text{пот}j}^{\text{max}}},$$

где соотношения вычитаемых соответственно характеризуют

$$\frac{\Delta W_{\text{пот}j}^{\text{гр}}}{W_{\text{пот}j}^{\text{max}}} = \frac{W_{\text{пот}j}^{\text{max}} - W_{\text{пот}j}^{\text{гр}}}{W_{\text{пот}j}^{\text{max}}} = 1 - \frac{W_{\text{пот}j}^{\text{гр}}}{W_{\text{пот}j}^{\text{max}}} = 1 - \frac{\bar{S}_{\text{нг}j}}{S_{\text{нг}j}^{\text{max}}} \quad \text{– снижение эффек-}$$

тивности из-за неравномерности графика нагрузок,

$$\frac{\Delta W_{\text{п.т}j}}{W_{\text{пот}j}^{\text{max}}} = \frac{\Delta S_{\text{п.т.}j}}{S_{\text{нг}j}^{\text{max}}} \geq N_{\text{п.т}j} \quad \text{– соотношение потерь мощности (энергии) в}$$

трансформаторах  $j$ -й подстанции к максимальной нагрузке.

Эта величина (соотношение) сопоставляется с некоторой нормативной величиной потерь  $N_{\text{п.т}j}$ , например со значениями ГОСТ 17544-85, которые могут быть приняты за нормативные. В случае, если второе слагаемое (соотношение) ниже нормативного, то эффективность схемы повышается (в случае применения современных технологий шихтовки магнитопроводов «Step lap» и использования современных транспонированных проводов обмоток);

$$\frac{\Delta W_{\text{э}j}}{W_{\text{пот}j}^{\text{max}}} = \frac{\sum_{k \in K} \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} \cdot q_j^{(k)}}{S_{\text{нг}j}^{\text{max}}} \geq N_{\text{н}j} \quad \text{– соотношение характеризует степень}$$

надежности схемы подстанции, величина  $N_{\text{н}j}$  которой может быть принята за нормативную (например аварийность – 0,0001).

Таким образом, выражение для  $K_{\text{эф}j}$   $j$ -й подстанции имеет вид

$$\begin{aligned} K_{\text{эф}j} &= 1 - \left( 1 - \frac{\bar{S}_{\text{нг}j}}{S_{\text{нг}j}^{\text{max}}} \right) - \frac{\Delta S_{\text{п.т}j}}{S_{\text{нг}j}^{\text{max}}} - \frac{\sum \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} \cdot q_j^{(k)}}{S_{\text{нг}j}^{\text{max}}} = \\ &= \frac{\bar{S}_{\text{нг}j}}{S_{\text{нг}j}^{\text{max}}} - \frac{\Delta S_{\text{п.т}j}}{S_{\text{нг}j}^{\text{max}}} - \frac{\sum \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} \cdot q_j^{(k)}}{S_{\text{нг}j}^{\text{max}}}, \end{aligned} \quad (12.6)$$

где первое слагаемое с целью повышения эффективности должно быть как можно ближе к 1, а последующие как можно ниже – стремиться к нормативным значениям. Для схемы электроснабжения в целом выражение для  $K_{\text{эф}}^{\text{сх}}$  запишется

$$K_{\text{эф}} = \frac{1}{J} \sum_j \left[ \frac{\sum_{k \in K} \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} \cdot q_j^{(k)}}{S_{\text{нг}j}^{\max}} - N_{\text{пт}j} - N_{\text{н}j} \right]. \quad (12.7)$$

Таким образом, критерий эффективности схемы (подстанции) имеет вид

$$K_{\text{эф}j} \geq \frac{\bar{S}_{\text{нг}j}}{S_{\text{нг}j}^{\max}} - N_{\text{пт}j} - N_{\text{н}j}.$$

### Критерий экономической целесообразности реконструкции схем

Очевидно, что для обеспечения экономически обоснованных (целесообразных) инвестиций в реконструкцию участков питающей сети с заменой оборудования на новое или установки дополнительных устройств, необходимо сравнить затраты  $Z_{\text{и}}$  (размер инвестиций) со стоимостью необходимого уровня надежности – допустимого значения ущерба  $Y_{\text{д}}$  для конкретного потребителя. При этом величина среднегодового  $Y_{\text{д}}$  может быть сопоставлена с ущербом, имеющим место при выходе на нормативные (экономически обоснованные) параметры надежности, например работа объекта за время  $T_{\text{к}}$  с  $K_{\text{ГН}}$  – нормативным (договорным) коэффициентом надежности (ненадежности  $K_{\text{НН}} = q_{\text{Н}j}$ ). Таким образом, необходимо сопоставить между собой затраты на инвестиции  $Z_{\text{и}}$  с приращением величины ущерба  $\Delta Y$  в результате осуществления этих инвестиций до значения  $Y_{\text{д}}$

$$\Delta Y = Y_{\text{сг}} - Y_{\text{д}} > Z_{\text{и}} = F_{\text{р}} K + И, \quad (12.8)$$

где  $Y_{\text{сг}}$  – среднегодовой ущерб у потребителя, руб., из-за отказов оборудования и КНЭ;  $F = 0,15 \div 0,2$  – коэффициент эффективности капиталовложений при реконструкции схемы электроснабжения  $j$ -й подстанции

$$Y_{\text{д}j} = y_{0j} \left[ T_{\text{раб}j} \sum_{\substack{k \in K \\ i \neq k}} \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} \cdot q_j^{(k)} + T_{\text{рем}j} \cdot S_{\text{нг.рем}j} \cdot q_j^{(k)} \right]. \quad (12.9)$$

Откуда



$$\Delta Y = y_{0j} \left[ T_{\text{раб}j} \sum_{\substack{k \in K \\ i \neq k}} \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} \cdot \left( q_j^k - q_{Nj}^{(k)} \right) + T_{\text{ТУ}} \cdot S_{\text{нг.рем}j} \cdot \left( q_{Kj} - q_{Nj}^{(k)} \right) \right] \quad (12.10)$$

Применительно к схеме электроснабжения в целом с дифференциацией величин удельных ущербов получим

$$\begin{aligned} \Delta Y_{\text{сх}} = \sum_j \Delta Y_j = \sum_j \left[ y_{0j} \cdot T_{\text{раб}j} \sum_{\substack{k \in K \\ i \neq k}} \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} \cdot \left( q_j^{(k)} - q_{Nj}^{(k)} \right) + \right. \\ \left. + y_{1j} \cdot T_{\text{рем}j}^{\text{ТУ}} \cdot S_{\text{нг.рем}j} \cdot \left( q_{Kj} - q_{Nj}^{(k)} \right) \right] \end{aligned} \quad (12.11)$$

Таким образом, с учетом постоянных и переменных составляющих издержек [ ] выражение для критерия эффективности схемы ( ) примет следующий вид:

$$\Delta Y_{\text{сх}} > F(K_{\text{РУ}} + K_{\text{ВЛ}}) + I_{\Sigma}, \quad (12.12)$$

где  $I_{\Sigma} = I_{\text{пост}} + I_{\text{пер}}$ ;  $I_{\text{пост}}^{\text{РУ}} = 0,05K_{\text{РУ}}$ ;  $I_{\text{пост}}^{\text{ВЛ}} = 0,01K_{\text{ВЛ}}$

Окончательно получаем

$$\Delta Y_{\text{сх}} > F[1,05K_{\text{РУ}} + 1,01K_{\text{ВЛ}}] + I_{\text{пер}}^{\Sigma}, \quad (12.13)$$

где  $I_{\text{пер}}^{\Sigma} = I_{\text{пер}}^{\text{ВЛ}} + I_{\text{пер}}^{\text{РУ}}$  – суммарные переменные издержки, руб./год, по

ВЛ РУ схемы электроснабжения.

