

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ
ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10/0,4 кВ
С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ**

Инж. СТАЛОВИЧ В. В., канд. техн. наук, доц. РАДКЕВИЧ В. Н.

Белорусский национальный технический университет

Трансформаторные подстанции (ТП) напряжением 6–10/0,4 кВ, применяемые в системах электроснабжения промышленных предприятий и городов, на первичном напряжении могут иметь схемы с высоковольтными вводными устройствами или со сборными шинами. От принятой схемы электрических соединений в существенной мере зависят эксплуатационные и режимные характеристики понизительной подстанции, типы установленного оборудования, затраты по электрооборудованию, компоновка и конструктивное выполнение подстанции. Схема подстанции определяется конфигурацией сетей и режимом работы системы электроснабжения. Она должна обеспечивать требуемую надежность и экономичность электроснабжения, необходимую степень автоматизации и отвечать режимным особенностям работы сетей первичного и вторичного напряжений. При этом следует учитывать, что надежность электроснабжения потребителей в первую очередь определяется принятой схемой электрических сетей на напряжении до 1 кВ и 6–10 кВ.

Выбор схем подстанций осуществляется в процессе разработки проекта электроснабжения производственного, коммунально-бытового или иного объекта. На выбор схемы электрических соединений подстанции существенное влияние оказывает положение ее в системе электроснабжения на напряжении 6–10 кВ. В зависимости от данного фактора подстанции могут быть тупиковыми (концевыми), проходными (транзитными) и узловыми.

В распределительных электрических сетях городов в подавляющем большинстве случаев применяются ТП с распределительными устройствами (РУ) 6–10 кВ. В системах электроснабжения производственных объектов тупиковые и проходные подстанции на высшем напряжении могут иметь шинное или бесшинное конструктивное исполнение. Как правило, схемы коммутации таких ТП промышленных предприятий выполняются без сборных шин первичного напряжения. Узловые подстанции, применяемые при разветвленных схемах распределительных сетей 6–10 кВ, во всех случаях должны иметь РУ первичного напряжения, шины которого используются для присоединения определенного числа линий электропередачи, питающих ряд подстанций данного объекта. На промышленных предприятиях к РУ 6–10 кВ ТП подключаются также линии, питающие высоковольтные электроприемники, расположенные в непосредственной близости от подстанции. В этом случае ТП играет роль распределительного пункта (РП) напряжением 6–10 кВ. На некоторых предприятиях такие ТП называются распределительными трансформаторными подстанциями.

Потребители электроэнергии имеют возможность выбора разных типов ТП напряжением 6–10/0,4 кВ для различных условий строительства и экс-

платации. В частности, Минским электротехническим заводом имени В. И. Козлова выпускаются комплектные трансформаторные подстанции (КТП) с распределительными устройствами высокого напряжения, выполненными камерами типа КСО (подстанции с одним трансформатором типа КТПУ, с двумя – типа 2КТПУ) и компактные КТП в железобетонной оболочке (однотрансформаторные подстанции типа КТПБ, двухтрансформаторные – типа 2КТПБ) с высоковольтными элегазовыми малогабаритными моноблоками [1]. Данные КТП предназначены в основном для использования в городских электрических сетях, однако в обоснованных случаях они могут быть целесообразны для применения на производственных объектах, имеющих относительно небольшие мощности территориально рассредоточенных потребителей электроэнергии. На рынке электротехнической продукции предлагаются также комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) таких фирм, как ABB, Siemens, Schneider Electric, и др.

Достоинства и недостатки трансформаторных подстанций с компактными РУ на первичном напряжении. Трансформаторная подстанция, укомплектованная компактными ячейками РУ напряжением 6–10 кВ, удовлетворяет основным требованиям, предъявляемым нормативно-техническими документами к подстанциям систем электроснабжения промышленных, городских и сельских потребителей электроэнергии, занимая относительно небольшую площадь. Например, двухтрансформаторная подстанция с единичной мощностью трансформатора до 630 кВ·А с использованием на напряжении 6–10 кВ малогабаритных комплектов РУ занимает площадь 10–21 м² (размеры зависят от принятой компоновки и числа присоединений ТП), в то время как площадь аналогичной типовой ТП с компактными РУ высшего напряжения традиционного исполнения из-за больших габаритных размеров применяемого оборудования и принятой компоновки составляет 60–70 м² [2]. Даже при использовании камер типа КСО и сокращении расстояний между оборудованием в зоне его обслуживания до минимально допустимых в соответствии с [3] значений площадь может быть уменьшена только до 35 м².

ТП с элегазовыми РУ напряжением 6–10 кВ существенно дороже по сравнению с ТП, РУ которых выполнено камерами типа КСО. Однако они имеют ряд несомненных преимуществ в условиях эксплуатации, что делает их вполне конкурентоспособными. Применяемые КРУЭ безопасны в обслуживании, надежны в работе, удобны в эксплуатации и практически не требуют выполнения профилактических работ в течение всего срока службы (25 лет). Небольшие габариты КРУЭ позволяют успешно применять их в стесненных условиях застройки (города, производственного объекта), получая дополнительный выигрыш за счет уменьшения арендной платы за землю или путем более эффективного использования производственной площади.

Недостатком КРУЭ является ограничение нижней рабочей температуры воздуха окружающей среды при повышенном давлении внутри ячейки. Это приводит к необходимости использования элегаза при невысоком давлении или применении в электрооборудовании специальных подогревающих устройств.

Современный подход к выбору эффективных технических решений. Показатели качества электроснабжения зависят от того, насколько эффективно построена вся система обеспечения электроэнергией потребителей, элементами которой являются ТП, РП, линии электропередачи, токопроводы и т. д. При анализе и синтезе систем электроснабжения применяется системный подход, который состоит в разделении исследуемой системы по некоторым признакам на подсистемы и взаимосвязанном их рассмотрении [4]. В системе электроснабжения в качестве одной из подсистем могут рассматриваться ТП. В процессе проектирования выбираются ТП, наиболее пригодные для применения в конкретных условиях эксплуатации.

Весьма важно корректно и грамотно выполнить обоснование принятого технического решения. Допущенные ошибки при проведении технико-экономических расчетов могут привести к ложному выводу о невыгодности и неэффективности нововведений в системах электроснабжения. Это может явиться причиной отставания в оснащении распределительных сетей современным оборудованием по сравнению с аналогичными объектами в технически развитых странах.

Рассмотрим, как можно выполнить технико-экономическое сравнение ТП с различными типами РУ по критерию минимума дисконтированных затрат с учетом инфляции за срок службы подстанции.

Общий подход к выбору оптимального варианта реализации проекта нового технического объекта на этапе технико-экономического сравнения сводится к следующему [5, 6]:

- отбираются варианты из потенциально возможных, каждый из которых удовлетворяет всем заданным ограничениям: сопоставимостью энергетического (выходного) эффекта, экологическим требованиям, времени реализации, социальным стандартам и др. В число рассматриваемых вариантов обязательно включаются наиболее прогрессивные технико-экономические показатели, которые превосходят лучшие мировые достижения или соответствуют. При этом должны учитываться возможности закупки техники в необходимом количестве за рубежом, организации собственного производства на основе приобретения лицензий, организации совместного производства с зарубежными странами;

- по каждому варианту из числа допустимых определяются затраты (З), результаты и экономический эффект (Э);

- лучшим признается вариант, у которого величина экономического эффекта максимальна, а при равенстве данного показателя – у которого затраты на его достижение минимальны.

Схема проведения комплексной оценки эффективности мероприятий по реализации технических решений в общем виде проиллюстрирована на рис. 1.

Методика технико-экономической оценки проектных решений. Для технико-экономического сравнения необходимо добиться как энергетической, так и экономической сопоставимости вариантов. То есть они должны быть сопоставимы не только по выходному эффекту, но и единовременные и текущие затраты должны быть выражены в ценах одного периода.

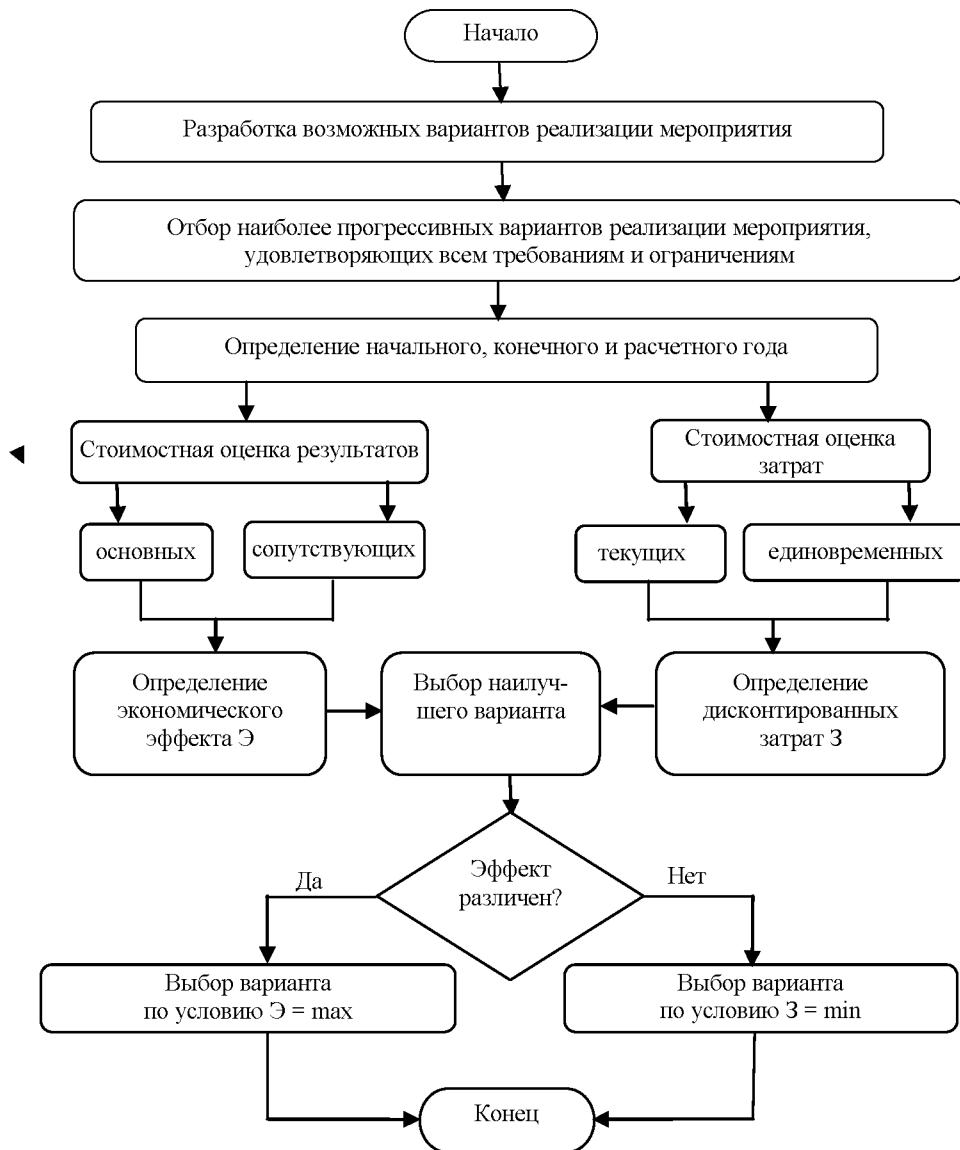


Рис. 1. Схема проведения комплексной оценки эффективности мероприятия

Таким образом, расчет проводится с обязательным приведением разновременных затрат и результатов к единому для всех вариантов моменту времени. При технико-экономическом сравнении трансформаторных подстанций можно принять полезный результат (стоимость передачи электроэнергии) одинаковым, а выбор экономически целесообразного варианта производить по условию минимума дисконтированных затрат, которые в общем виде определяются по формуле [5]

$$Z = \sum_{t=0}^T (K_t + C_{zt} + Y_t + Z_t)(1+r)^{\tau-t}, \quad (1)$$

где τ – расчетный год; T – расчетный период, лет; t – год, затраты и результаты которого приводятся к расчетному году; r – реальная процентная

ставка; K_t – капиталовложения в рассматриваемом варианте в год t , руб.; $C_{эt}$ – годовые эксплуатационные расходы, руб.; Y_t – ущерб от недоотпуска электроэнергии за год t , руб.; Z_t – годовой ущерб, вызванный худшими качественными показателями одного из вариантов, руб.

В качестве расчетного года, к которому приводятся все затраты, обычно принимается наиболее ранний из всех рассматриваемых вариантов календарный год, предшествующий началу использования оборудования. Приведение разновременных затрат всех лет периода реализации мероприятия к расчетному году осуществляется путем умножения их величины за каждый год на коэффициент приведения $a_t = (1 + r)^{-t}$, который еще называют дисконт-функцией времени t [7]. В данной функции реальная процентная ставка r – это ставка (норма) дисконта с учетом инфляции, относительного увеличения цен на энергию и возможного относительного увеличения других цен

$$r = \frac{E_n - d}{1 + d}, \quad (2)$$

где E_n – номинальная норма дисконта, в энергетике обычно $E_n = 0,12$; d – уровень инфляции.

Инфляция должна быть учтена при проведении расчетов в нестабильной валюте, которая особенно характерна для стран с экономикой переходного периода, а также при длительном сроке службы вкладываемого капитала [8].

За начальный год расчетного периода, к которому обычно приводят все затраты, принимается год начала финансирования работ по сооружению трансформаторной подстанции, таким образом, $\tau = 0$. Для сравниваемых вариантов принимается, что капиталовложения осуществляются в течение нулевого года, после чего начинается эксплуатация объекта с равными по годам издержками. Математическое ожидание величины годового ущерба Y_t и Z_t можно считать неизменным, если нет другой информации. Конечный год расчетного периода T определяется моментом завершения всего жизненного цикла оборудования. Конечный год расчетного периода может определяться плановыми (нормативными) сроками обновления или сроками службы с учетом морального старения средств труда. Обычно значение T принимается равным нормативному сроку службы рассматриваемой электроустановки $T_{сл}$, т. е. $T = T_{сл}$.

С учетом изложенного выше (1) примет следующий вид:

$$Z = K + \sum_{t=1}^T (C_{эt} + Y_t + Z_t)(1 + r)^{-t}. \quad (3)$$

Капиталовложения в объект проектирования рассчитываются по формуле

$$K = K_{об} + K_{пр} + K_{смп} + K_{пнр}, \quad (4)$$

где $K_{об}$, $K_{пр}$, $K_{смп}$, $K_{пнр}$ – соответственно стоимости оборудования, проектных, строительного-монтажных и пусконаладочных работ, руб.

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера). Если такая информация отсутствует, то ориентиром цен должен служить недавний опыт по исполнению аналогичных проектов в данной стране. Также можно получить консультацию у производителей оборудования, потенциальных подрядчиков или профессиональных оценщиков. Разрешается использование оптовых цен из старых прейскурантов электротехнических изделий с учетом поправочных коэффициентов или же укрупненных показателей стоимости элементов электроснабжения, которые кроме затрат на оборудование, уже включают в себя затраты на строительные и монтажные работы. Отметим, что в последнем случае существует риск получить результаты, значительно отличающиеся от действительных.

Величины $K_{пр}$, $K_{смр}$ и $K_{ппр}$ можно определить, используя сборники ресурсно-сметных норм проектно-изыскательских, строительного-монтажных и пусконаладочных работ соответственно с учетом поправочных коэффициентов по каждому виду работ. Для облегчения технико-экономических расчетов согласно [9] приближенно можно принять:

- стоимость проектных работ – до 10 % от стоимости строительного-монтажных работ;
- стоимость строительного-монтажных работ – 25–30 % от стоимости оборудования;
- стоимость пусконаладочных работ – 3–5 % от стоимости оборудования.

Капиталовложения в проектируемый объект в упрощенном виде можно представить как

$$K = K_{об} + 1,1 \cdot (0,25 - 0,3)K_{об} + (0,03 - 0,05)K_{об} = (1,305 - 1,38)K_{об}. \quad (5)$$

Годовые эксплуатационные расходы, выраженные в рублях, определяются по формуле

$$C_{эт} = C_a + C_o + C_{пт}, \quad (6)$$

где C_a – амортизационные отчисления; C_o – отчисления на текущие ремонты и обслуживание; $C_{пт}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии.

Амортизационные отчисления вычисляются следующим образом:

$$C_a = \frac{K}{T_{сп}}. \quad (7)$$

Годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание электрооборудования можно определить как

$$C_o = \alpha_p K, \quad (8)$$

где α_p – коэффициент отчислений на текущий ремонт и обслуживание.

Стоимость потерь электроэнергии

$$C_{пт} = \beta \Delta W, \quad (9)$$

где β – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии; ΔW – суммарные потери электроэнергии в рассматриваемом варианте, кВт·ч.

Стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии оценивается по среднему тарифу на электроэнергию [10]

$$\beta = \frac{a}{T_{\max}} + b, \quad (10)$$

где a – основная ставка двухставочного тарифа на электроэнергию, руб./кВт·год; b – дополнительная ставка тарифа на электроэнергию, руб./кВт·ч; T_{\max} – годовое время использования максимума нагрузки потребителя, ч.

Величину суммарных годовых потерь активной электроэнергии в ТП с числом трансформаторов N_T в общем случае определим по формуле

$$\Delta W = \Delta P_x T_B N_T + \frac{1}{N_T} \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau_{\text{п}}, \quad (11)$$

где ΔP_x , ΔP_k – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора, кВт; T_B – число часов включения трансформатора в течение года, ч; $\tau_{\text{п}}$ – время максимальных потерь, ч; S , $S_{\text{ном}}$ – общая нагрузка ТП и номинальная мощность трансформатора соответственно, кВ·А.

Ожидаемый среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии зависит от многих факторов, таких как категории электроприемников по надежности электроснабжения, схема электрической сети, степень резервирования системы электроснабжения, величина среднегодовой нагрузки и т. п. Приближенно этот показатель может быть рассчитан по формуле

$$Y_t = y_0 \Delta W_{\text{н}}, \quad (12)$$

где y_0 – средняя величина удельного ущерба, руб./кВт·ч; $\Delta W_{\text{н}}$ – средняя величина ожидаемого недоотпуска электроэнергии за год, кВт·ч,

$$\Delta W_{\text{н}} = \omega_c P_{\text{ст}} t_{\text{в}}, \quad (13)$$

где ω_c – ожидаемое за год число отказов системы электроснабжения; $P_{\text{ст}}$ – среднегодовая нагрузка потребителя, кВт; $t_{\text{в}}$ – среднее время восстановления при одном отказе, ч.

Если сравниваемые варианты находятся в несопоставимых условиях по каким-либо факторам и параметрам, то их можно привести к сопоставимому виду путем добавления к затратам одного из вариантов годового ущерба, вызванного худшими качественными показателями. Необходимо учесть, что данная величина может быть введена в расчеты только при ограниченном числе вариантов и сравнении их попарно. Например, при сооружении ТП разных габаритных размеров годовой ущерб может быть связан с занимаемой ее территорией, подсчитаем который по следующей формуле:

$$Z_t = A |\Pi_1 - \Pi_2|, \quad (14)$$

где A – стоимость годовой аренды 1 м² площади, руб./м²; Π_1 , Π_2 – площади, занимаемые первой и второй ТП соответственно, м².

Из (14) видно, что годовой ущерб при сооружении ТП больших размеров можно учесть, подсчитав стоимость условной сдачи в аренду территории, которая могла быть сэкономлена при установке на объекте более компактного электрооборудования.

Выбор оптимального варианта ТП производится по критерию

$$Z = \min. \quad (15)$$

Если получается, что варианты экономически равноценны, т. е. их дисконтированные затраты отличаются не более чем на 5–10 %, что может быть вызвано неточностью значений некоторых расчетных параметров, возникает вопрос по выбору проекта ТП, который часто решается в пользу принятия варианта с минимальными капиталовложениями. Это не совсем правильно, так как в ряде случаев варианты различаются такими техническими параметрами, которые трудно или невозможно выразить в стоимостном выражении (например, безопасность и удобство обслуживания при эксплуатации, скорость монтажа при подключении и демонтажа при перевозке на новый объект, отсутствие шумового, электромагнитного и прочих видов загрязнений, современный дизайн и другое). Для определения более экономичного варианта необходимо использовать методы многоцелевой оптимизации с методами экспертных оценок [11, 12], которые позволят учесть не только количественное, но и качественно влияющие факторы, имеющие существенное значение при выборе типа трансформаторной подстанции.

Схема данных. Выбор трансформаторной подстанции представляет собой поэтапную и достаточно сложную задачу, решение которой наиболее эффективно и качественно может быть осуществлено на основе компьютерных технологий, так как необходимо учитывать множество разнообразных факторов и обрабатывать большое количество исходных данных, которые не всегда являются однозначными. Для разработки алгоритмов и компьютерных программ целесообразно предварительно составить схему данных, которая отражает путь данных при решении задач, определяет этапы обработки информации и применяемые носители данных.

На рис. 2 представлена схема данных, которой можно руководствоваться при выборе типа ТП, разработанная в соответствии с ГОСТ 1970190–90 «Схемы алгоритмов, программ, данных и систем». Схема состоит из символов данных, символов процесса и символов линий, указывающих потоки данных между процессами. Для пояснения укажем, что такие символы данных, как, например, «Число и мощность трансформаторов», отражают данные в виде, пригодном для обработки, носители которых не определены, «Информация об условиях среды» – данные на носителе в удобочитаемой форме и т. п. Символы процесса, такие как «Анализ и уточнение данных», отражают ручную операцию, «Расчет стоимости потерь электроэнергии» – предопределенный процесс, состоящий из нескольких операций компьютерной программы (подпрограммы) и т. п. На основе разработанной схемы можно составить алгоритм компьютерной программы выбора типа ТП, имеющей высоковольтное распределительное устройство.

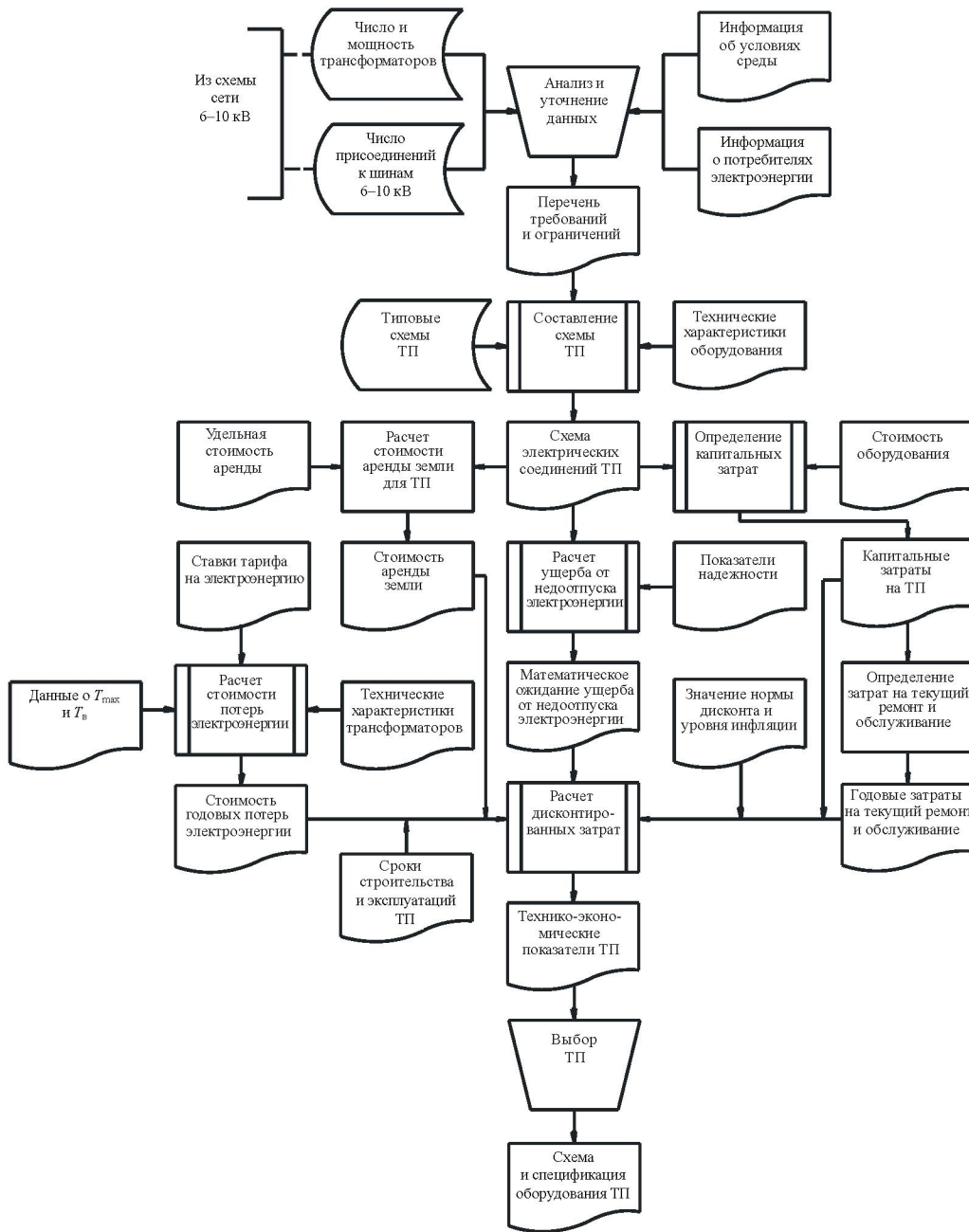


Рис. 2. Схема данных при выборе типа ТП

Пример. Проведем технико-экономическое сравнение двух вариантов ТП с РУ высокого напряжения на базе КСО-393 (вариант 1) и на базе компактных ячеек КРУЭ фирмы Siemens (вариант 2). Типовые проекты данных ТП разработаны Минским ЭТЗ, схемы РУ 6–10 кВ изображены на рис. 3, 4. В табл. 1 отражены основные характеристики оборудования РУ высшего напряжения сравниваемых вариантов. Оборудование, одинаковое для обоих вариантов, в сравнении не будем учитывать, что значительно упростит расчеты и не приведет к грубой ошибке.

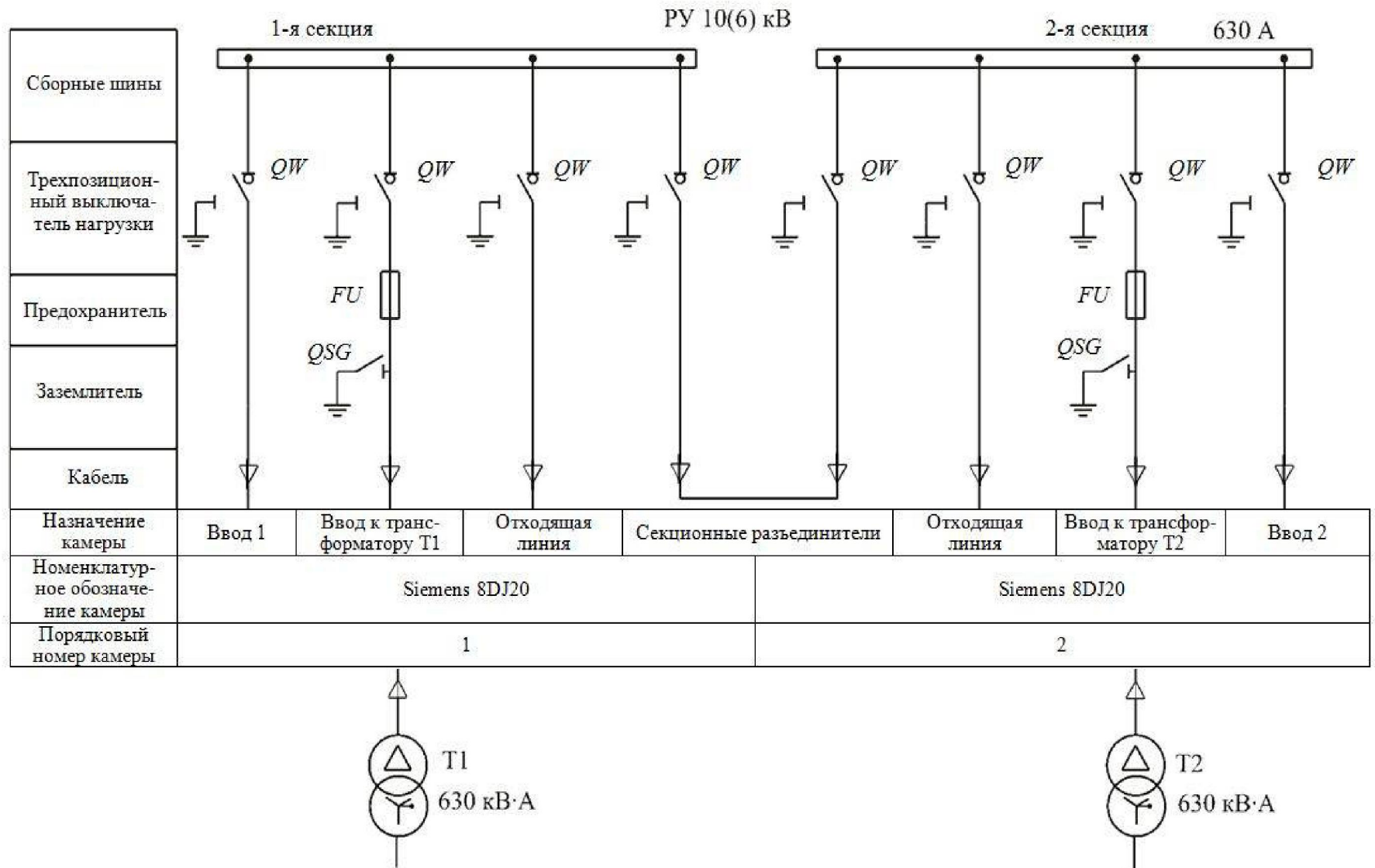


Рис. 4. Схема электрических соединений РУ 6–10 кВ ТП, выполненного с использованием КРУЭ (вариант 2)

Таблица 1

Технические характеристики оборудования

Параметр	Вариант 1			Вариант 2
	КСО 393-03	КСО 393-04	ППМР	Siemens 8DJ20
Тип оборудования	КСО 393-03	КСО 393-04	ППМР	Siemens 8DJ20
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	10
Номинальный ток главных цепей, А	630	630	630	630
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей, А	–	100	–	200
Номинальный ток отключения выключателя нагрузки, А	630	630	–	630
Ток термической стойкости главных цепей в течение 1 с, кА	20	20	–	25
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	51	51	–	62,5
Тип ввода	Кабельный, шинный		–	Кабельный
Габаритные размеры, мм				
высота	1900	1900	570	1360
ширина	800	800	2950	1410
глубина	800	800	855	775
Масса, кг	150	170	120	410

В табл. 2 отражена стоимость ячеек распределительных устройств высокого напряжения для рассматриваемых вариантов.

Таблица 2

Стоимость ячеек РУ 6–10 кВ

Тип ячейки	Вариант 1			Вариант 2
	КСО 393-03	КСО 393-04	ППМР	Siemens 8DJ20
Количество ячеек	4	2	1	2
Стоимость одной ячейки, тыс. руб.	7000,0	10000,0	5000,0	50000

Произведем расчет капитальных затрат для рассматриваемых вариантов по (5):

$$\text{вариант 1: } K_{об1} = 1,35 \cdot (4 \cdot 7000 + 2 \cdot 10000 + 5000) = 71550 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{вариант 2: } K_{об2} = 1,35 \cdot 2 \cdot 50000 = 135000 \text{ тыс. руб.}$$

Выполним расчет годовых эксплуатационных расходов для двух вариантов.

Определим по (7) амортизационные отчисления:

$$\text{вариант 1: } C_{a1} = \frac{71550}{25} = 2862 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{вариант 2: } C_{a2} = \frac{135000}{25} = 5400 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на ремонт и обслуживание по (8), где согласно [12] $\alpha_p = 0,059$, составят:

вариант 1: $C_{o1} = 0,059 \cdot 71550 = 4221,45$ тыс. руб.

вариант 2: $C_{o2} = 0$, так как РУ высокого напряжения на базе КРУЭ практически не требует обслуживания и текущего ремонта.

Для определения стоимости годовых потерь электроэнергии зададимся величиной $T_{\max} = 4000$ ч. Тогда согласно [9] $\tau_{\pi} = 2000$ ч. Примем, что трансформаторы включены круглосуточно в течение года ($T_B = 8760$ ч) и работают на общую нагрузку $S = 1000$ кВ·А, а расчет за полученную электроэнергию ведется по двухставочному тарифу. При этом основная ставка тарифа $a = 467886$ руб./кВт·год, а дополнительная – $b = 362,3$ руб./кВт·ч. В каждом варианте ТП предусматривается установка двух трансформаторов типа ТМГ11-630/10 со следующими параметрами: $S_{\text{ном}} = 630$ кВ·А; $\Delta P_x = 1,06$ кВт; $\Delta P_k = 7,45$ кВт.

По формуле (10) вычисляем средний тариф на электроэнергию

$$\beta = \frac{467886}{4000} + 362,3 = 479,27 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Определим величину суммарных годовых потерь активной электроэнергии (11)

$$\Delta W_t = 1,06 \cdot 8760 \cdot 2 + \frac{1}{2} \cdot 7,45 \cdot \left(\frac{1000}{630}\right)^2 \cdot 2000 = 37341,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии находится согласно (9)

$$C_{\pi} = 479,27 \cdot 37341,7 = 17896,75 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда годовые эксплуатационные расходы рассчитаем по выражению (6):

вариант 1: $C_{\text{эп1}} = 2862 + 4221,45 + 17896,75 = 24980,2$ тыс. руб.;

вариант 2: $C_{\text{эп2}} = 5400 + 17896,75 = 23296,75$ тыс. руб.

Определим ущерб при сооружении ТП больших размеров. Из типовых проектов сравниваемых ТП известна площадь, занимаемая каждой из них. Для первого варианта она равна 44 м^2 , а для второго – 18 м^2 . По (14) с учетом того, что стоимость годовой аренды 1 м^2 площади в крупных городах Республики Беларусь составляет около 240 тыс. руб., получаем:

$$Z_t = 240 \cdot |44 - 18| = 6240 \text{ тыс. руб.}$$

Произведем расчет реальной процентной ставки для Республики Беларуси. Номинальную норму дисконта примем равной 0,12. Официально уровень инфляции в стране за 2010 г. составил 9,9 %, однако согласно [13] к 2015 г. он не должен превысить 5–6 %. Для расчетов воспользуемся прогнозным показателем $d = 0,05$. Тогда

$$r = \frac{0,12 - 0,05}{1 + 0,05} = 0,067.$$

Расчет дисконтированных затрат с учетом инфляции для рассматриваемых вариантов выполним по (3):

вариант 1:

$$Z_1 = 71550 + \sum_{t=1}^{25} (24980,2 + 6240)(1 + 0,067)^{-t} = 446568,7 \text{ тыс. руб.};$$

вариант 2:

$$Z_2 = 135000 + \sum_{t=1}^{25} 23296,75 \cdot (1 + 0,067)^{-t} = 414841,8 \text{ тыс. руб.}$$

Как следует из полученных результатов расчета, минимум приведенных затрат имеет место во втором варианте ТП, в котором предусматривается использование более дорогих компактных комплектных РУ (по сравнению с первым вариантом затраты меньше примерно на 7 %). Это обусловлено меньшей стоимостью аренды площади, занимаемой ТП вследствие небольших размеров КРУЭ. Так как разница в затратах невелика, можно считать варианты экономически равноценными. В тех случаях, когда габаритные размеры подстанции не имеют решающего значения, предпочтительнее использовать более дешевую ТП с РУ 6–10 кВ, выполненным камерами типа КСО.

ВЫВОДЫ

1. В системах электроснабжения напряжением 6–10 кВ производственных объектов и городов могут применяться трансформаторные подстанции, имеющие разные схемы и конструктивные исполнения на стороне высшего напряжения. Выбор типа подстанции при проектировании представляет собой поэтапную и достаточно сложную задачу, решение которой наиболее качественно может быть осуществлено с учетом конкретных условий проектирования на основе компьютерных технологий с применением современных методов определения эффективности капитальных вложений.

2. На основе рассмотренных положений и современной методики технико-экономических расчетов составлена схема данных, которая может использоваться при разработке алгоритма и компьютерной программы выбора трансформаторных подстанций напряжением 6–10/0,4 кВ, имеющих распределительные устройства первичного напряжения.

3. Произведенные по рассмотренной методике расчеты показывают, что при полном учете факторов, оказывающих влияние на критерий эффективности, трансформаторные подстанции напряжением 6–10/0,4 кВ с распределительными устройствами высшего напряжения на базе компактных ячеек типа КРУЭ оказываются вполне конкурентоспособными по сравнению с подстанциями, имеющими РУ высшего напряжения на базе камер типа КСО-393.

ЛИТЕРАТУРА

1. С т а б р о в с к и й, Л. Н. О трансформаторных подстанциях в железобетонной оболочке / Л. Н. Стабровский // Энергия и Менеджмент. – 2010. – № 3. – С. 41–43.
2. М а к а р о в, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ. Т. 4. – М.: Папирус Про, 2005. – 640 с.
3. П р а в и л а устройства электроустановок. Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
4. К у д р и н, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. И. Кудрин, В. В. Прокопчик. – Минск: Вышгэйш. шк., 1988. – 358 с.
5. М е т о д и ч е с к и е указания по оценке экономической эффективности использования научно-технических достижений на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. РД 39.0-137:2006. – Ташкент: Узбекнефтегаз, 2006. – 279 с.
6. Л а м а к и н, Г. Н. Основы менеджмента в электроэнергетике: учеб. пособие. – Ч. 1. 1-е изд. – Тверь: ТГТУ, 2006. – 208 с.
7. О р л о в, А. И. Менеджмент: учеб. – М.: Знание, 1999. – 83 с.
8. А н и щ е н к о, В. А. Инвестиции в системы электроснабжения и энергоэффективность промышленных предприятий: учеб.-метод. пособие / В. А. Анищенко, Н. В. Токочакова, О. В. Федоров. – Минск: БНТУ, 2010. – 93 с.
9. М е т о д и ч е с к и е рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий. – Минск, 2003.
10. Р а д к е в и ч, В. Н. Проектирование систем электроснабжения / В. Н. Радкевич. – Минск: НПО «Пион», 2001. – 292 с.
11. К о р о т к е в и ч, М. А. Основы эксплуатации электрических сетей: учеб. пособие / М. А. Короткевич. – Минск: Вышгэйш. шк., 1999. – 267 с.
12. Г у к, Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике: учеб. пособие для вузов. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.
13. П р о г р а м м а социально-экономического развития Республики Беларусь на 2011–2015 гг. – Минск, 2010. – 51 с.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 31.03.2011