

В прошлом номере журнала («Новости ЭлектроТехники» № 5(95) 2015, [www.news.elteh.ru](http://www.news.elteh.ru)) Александр Витальевич Булычев затронул тему о необходимых, по его мнению, направлениях развития и совершенствования средств релейной защиты и автоматики (РЗА), о технических требованиях к современным устройствам РЗА.

Сегодня автор с целью анализа требуемых инвестиций подробно останавливается на оценке финансовых параметров научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР), необходимых для решения поставленной задачи.

## РЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ Технические требования и обоснование инвестиций в НИОКР

### ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПАРАМЕТРОВ НИОКР

В сложившихся условиях новые плодотворные решения в релейной защите электроэнергетических систем (ЭЭС) могут возникать лишь на хорошей экономической (финансовой) основе. Это высококвалифицированные специалисты на хорошей материальной базе, которая предполагает наличие оснащенных добрым исследовательским оборудованием лабораторий, современных производственных возможностей, опытных образцов и других атрибутов НИОКР.

По сути, это инвестиции или долгосрочное вложение экономических ресурсов с целью создания или совершенствования объектов электроэнергетики, которые будут приносить выгоду в будущем.

Наиболее наглядный анализ эффективности инвестиционных проектов делается на основе исследования денежных потоков (доходов и расходов). Но цель функционирования релейной защиты ЭЭС заключается не в создании прямых доходов, а в предотвращении развития аварийных ситуаций при повреждении отдельных элементов ЭЭС. Поэтому в основу анализа инвестиций в релейную защиту целесообразно положить предотвращение вероятного ущерба от возможных аварий в ЭЭС.

### Основные финансовые параметры инвестиционного проекта

Маркетинговый прогноз можно построить на известных статистических материалах, опубликованных в официальных изданиях, на примере близких по технической сущности систем защиты [1].

Используя технические показатели вновь создаваемой цифровой системы релейной защиты и автоматики (ЦСРЗА) цифровой системы управления подстанцией (ЦСУПС) в сравнении с базовой системой, можно оценить ожидаемый годовой экономический эффект:

$$\mathcal{E} = A(\mathcal{L}_B - \mathcal{L}_H) + D(\mathcal{P}_B - \mathcal{P}_H) + E_H(C_B - C_H),$$

где  $A$  – среднее значение ущерба от одного отключения линии 6–10 кВ;

$\mathcal{L}_B$  и  $\mathcal{L}_H$  – количество аварийных отключений линий при использовании базовой и новой ЦСРЗА и ЦСУПС в год соответственно;

$D$  – ущерб от недоотпуска электрической энергии из-за одного отключения;

$\mathcal{P}_B$  и  $\mathcal{P}_H$  – количество аварийных отключений секции шин подстанции при использовании базовой и новой ЦСРЗА и ЦСУПС в год соответственно;

$E_H$  – принятый нормативный коэффициент эффективности капитальныхложений (можно принять  $E_H = 0,15$ );

$C_B$  и  $C_H$  – оптовые цены базовой и новой систем ЦСРЗА и ЦСУПС соответственно.

В соответствии с целевой установкой эффективность вновь разработанной защиты обусловлена повышением основных показателей технического совершенства – селективности, чувствительности и быстродействия.



Александр Булычев,  
д.т.н., профессор, технический  
директор ООО «НПП Бреслер»,  
г. Чебоксары

Технические факторы, обеспечивающие экономическую эффективность вновь разрабатываемой ЦСРЗА и ЦСУПС:

- более совершенная защита от ОЗЗ с функцией определения поврежденного присоединения;
- уменьшение времени и материальных затрат на выполнение ремонтно-эксплуатационных работ в связи с более точным определением места повреждения;
- снижение общего количества повреждений линий (переход однофазных замыканий на землю в междуфазные и многоместные однофазные замыкания) в связи с автоматической настройкой компенсации емкостных токов замыкания на землю;
- защита от несанкционированного вмешательства в работу релейной защиты и автоматики;
- снижение общего количества отказов и неправильных действий релейной защиты в связи с применением новой структуры релейной защиты на подстанции.

Релейную защиту на подстанциях класса 110 кВ, оснащенных АСУ ТП, предлагают строить по централизованному принципу, по аналогии с так называемыми «цифровыми подстанциями» напряжением 220 кВ и выше.

Этот подход не годится для наиболее массовых двухтрансформаторных подстанций с высшим напряжением 110 кВ. На этих подстанциях необходима высокая степень автономности защит, устанавливаемых на отдельных объектах, чтобы каждая из них могла работать при нарушении связей с АСУ ТП, с смежными защитами и общими датчиками сигналов.

### Финансовые показатели проекта

Разработка новой ЦСРЗА и ЦСУПС связана с решением ряда задач научно-технического, опытно-конструкторского и организационного характера. Для выполнения этих работ необходимо привлечение финансовых, кадровых, производственных и других материальных ресурсов. Требуемый объем финансирования разработки определен в калькуляции и заявлен в НИОКР.

Стартовые показатели: стоимость проекта – 99,21 млн руб. период реализации – примерно 6 лет (из них 1,5 года – НИОКР инвестиций в первый год – 63,0 млн руб., инвестиции во второй год – 36,21 млн руб., стоимость базовой системы защиты (базовый вариант для сравнения) – 90,74 млн руб.).

Общая стоимость предлагаемой новой децентрализованной системы релейной защиты и управления несколько выше чем централизованной ( $C_H = 99,21$  млн руб.,  $C_B = 90,74$  млн руб.), но незначительное превышение капитальных затрат компенсируется значительным техническим и финансовым эффектом при эксплуатации.

### Оценка объема продаж

Вновь разрабатываемая система защиты предназначена для использования на двухтрансформаторных подстанциях с высшим напряжением 110 кВ.

Пусть в сетевой компании имеется 200 подстанций этого класса. Примерно 75% из них необходимо оснастить новыми

Итерация значения IRR  
при процентных ставках 20 и 25%

Таблица 1 •

Год, $t$	Поток, $P$ , млн руб.	Значения при $i = 20\%$		Значения при $i = 25\%$	
		$V(t) = \frac{1}{(1 + 0,2)^t} \times P - IC$	$NPV(t) = \frac{1}{(1 + 0,2)^t} \times P - IC$	$V(t) = \frac{1}{(1 + 0,25)^t} \times P - IC$	$NPV(t) = \frac{1}{(1 + 0,25)^t} \times P - IC$
0	-99,21	1	-99,21	1	-99,21
1	0	0,8333	0	0,8	0
2	41,1	0,6944	28,5	0,64	26,3
3	41,1	0,5787	23,8	0,512	21,04
4	41,1	0,48	19,7	0,4	16,44
5	41,1	0,4	16,4	0,33	13,56
6	41,1	0,34	13,9	0,26	10,69
<b>Общий</b>		<b>3,09</b>			<b>-11,18</b>

Итерация значения IRR  
при процентных ставках 21 и 22%

Таблица 2 •

Год, $t$	Поток, $P$ , млн руб.	Значения при $i = 21\%$		Значения при $i = 22\%$	
		$V(t) = \frac{1}{(1 + 0,21)^t} \times P - IC$	$NPV(t) = \frac{1}{(1 + 0,21)^t} \times P - IC$	$V(t) = \frac{1}{(1 + 0,22)^t} \times P - IC$	$NPV(t) = \frac{1}{(1 + 0,22)^t} \times P - IC$
0	-99,21	1	-99,21	1	-99,21
1	0	0,83	0	0,82	0
2	41,1	0,68	27,9	0,67	27,5
3	41,1	0,56	23	0,55	22,6
4	41,1	0,47	19,3	0,45	18,5
5	41,1	0,39	16	0,37	15,2
6	41,1	0,32	13,2	0,3	12,3
<b>Общий</b>		<b>0,19</b>			<b>-3,11</b>

цифровыми системами релейной защиты в ближайшие годы. Следовательно, требуется установить примерно 150 комплексов ЦСРЗА и ЦСУПС. В перспективе для полного оснащения подстанций этими защитами необходимо 200 комплексов новых систем защиты. Этот процесс будет длиться несколько лет и будет связан с модернизацией, реконструкцией, ремонтом и новым строительством подстанций.

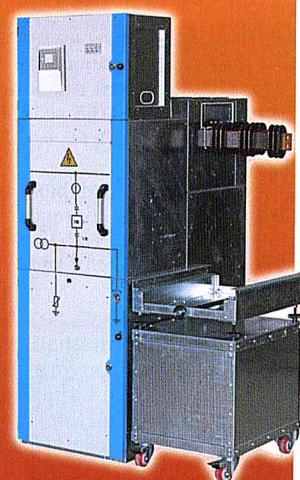
#### ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Средний недоотпуск электрической энергии при аварийном отключении одной линии 6–10 кВ с учетом действия АВР и АПВ при средней продолжительности отключения 3 часа составляет примерно 400 кВт·час [2]. Средний удельный ущерб (с учетом отечественных и зарубежных экспертных оценок) составляет 4 \$/кВт·час [3], или 228 руб./кВт·час (при курсе доллара 57 руб.). Тогда среднее значение ущерба от одного отключения  $A$  составит примерно 91,2 тыс. руб.

Можно принять общую протяженность линий 6–10 кВ в электроэнергетической системе сетевой компании, равной 24000 км, а среднюю длину линии – 12 км. По статистическим данным в среднем происходит 1,5 отключения в год [3]. Общее количество отключений линий составляет примерно 3000 в год. ▶

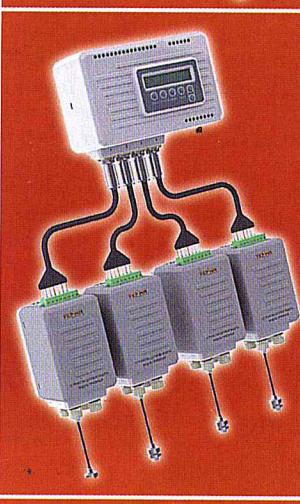
# ТЕРМА ЭНЕРГО

## КРУ ТЕ 1250 – новое поколение комплектных распределительных устройств 6(10) кВ одностороннего обслуживания



### Технические характеристики

Номинальное напряжение	10 кВ
Номинальный ток главных цепей	400–1250 А
Номинальный ток отключения	20; 25 кА
Габаритные размеры	600x1100x2000 (2350) мм



### Устройства контроля, защиты и измерения, электроизоляционные изделия из эпоксидных компаундов для РУ 6–35 кВ

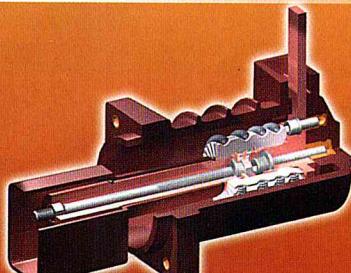
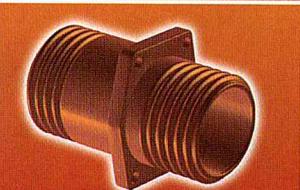
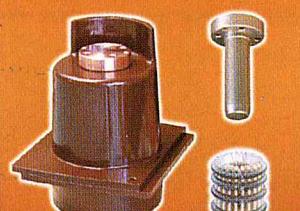
- Устройства дуговой защиты УДЗ 00 «Радуга-ПС» с полимерными волоконно-оптическими датчиками (ВОД) до 192 шт., защита до 50 КРУ
- Устройства индикации напряжения серии ИН 3-10(Р)-ОХ УХЛ3 с резистивными или емкостными электродами связи (датчиками)
- Преобразователь напряжения сигнальный ПНС-01 для замены трансформаторов напряжения в цепях защиты
- Изоляторы опорные 1–35 кВ
- Изоляторы проходные 3–35 кВ на токи от 400 до 6000 А
- Контакты пластинчатые на токи от 630 до 3150 А, покрытие Cr 20 мкм
- Узлы контактные для КРУ и ретрофита по ТЗ заказчика
- Электроизоляционные изделия по чертежам заказчика



### Прямоугольные токопроводы 6(10) кВ с воздушной и двойной (литой) изоляцией

#### Инженерная поддержка

Подробную информацию смотрите на нашем сайте [www.terma-energo.ru](http://www.terma-energo.ru)



192029, Россия, Санкт-Петербург, ул. Дудко, 3

Тел.: (812) 347-89-31

Тел./факс: (812) 640-11-28

izol@terma-spb.ru

ilinsky@terma-spb.ru

▶ В соответствии со статистическими данными в среднем на подстанции происходит 0,15 отключения секций шин в год. Тогда общее количество отключений секций шин (если в сетевой компании 200 подстанций) может составить примерно 60 в год.

При аварийном отключении секции шин подстанции теряют питание в среднем 12 линий 6–10 кВ. Ущерб от недоотпуска электрической энергии при этом составляет примерно 1094,4 тыс. руб. на 1 отключение.

Пусть при использовании новой системы защиты количество аварийных отключений линий и секций шин уменьшится на 25% и не все, а только 50% отключений линий и секций шин сопровождаются ущербом. Тогда:  $L_B = 3000 \cdot 0,5 = 1500$ ;  $L_H = 3000 \cdot (1 - 0,25) \cdot 0,5 = 1125$ ;  $P_B = 60 \cdot 0,5 = 30$ ;  $P_H = 60 \times (1 - 0,25) \cdot 0,5 = 22,5$ .

Таким образом, ожидаемый экономический эффект от использования новой ИСРЗА в сетевой компании составит:

$$\mathcal{E} = 91,2 \cdot (1500 - 1125) + 1094,4 \cdot (30 - 22,5) + 0,15 \times (90740 - 99210) = 41137,5 \text{ тыс. руб.} \approx 41,1 \text{ млн руб.}$$

### ВНУТРЕННЯЯ НОРМА ДОХОДНОСТИ

Показатель внутренней нормы доходности (International Rate of Return – IRR) характеризует максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть произведены при реализации данного проекта. Иными словами, инвестор получает возможность сравнить полученное для инвестиционного проекта значение IRR с ценой привлеченных финансовых ресурсов (Cost of Capital – CC). Значение IRR показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которой делает проект убыточным. Если IRR больше CC (в процентах), то проект прибыльный и его можно принять.

Значение IRR для проекта, рассчитанного на 6 лет, требующего инвестиций (Invested Capital – IC), равно 99,21 млн. руб. Предполагаемый финансовый эффект в виде экономии в первый год реализации проекта отсутствует, т.к. средства инвестируются в реализацию НИОКР и эффект  $P_1 = 0$ . В последующие годы (в качестве прогноза) можно принять:  $P_2 = P_3 = P_4 = P_5 = P_6 = \mathcal{E} = 41,1$  млн руб.

Ориентируясь на заведомо высокие процентные ставки на ссудный капитал, выбираются два значения коэффициента дисконтирования ( $V_1$  меньше  $V_2$ ) так, чтобы на интервале от  $V_1$  до  $V_2$  функция чистого дисконтированного дохода (Net Present Value – NPV)  $NPV(V)$  меняла знак. Значение IRR определяется по формуле:

$$IRR = i_1 + \frac{NPV(i_1)}{NPV(i_1) - NPV(i_2)} \cdot (i_2 - i_1),$$

где  $i_1$  и  $i_2$  соответственно значения процентной ставки в интервале, между которыми функция  $NPV(V)$  меняет знак.

Для определения IRR можно принять произвольно значения нижней и верхней процентной ставки соответственно 20% и 25%. Расчеты удобно выполнить в табличном виде. Первая итерация приведена в табл. 1.

Значение IRR в результате первой итерации:

$$IRR_1 = 20 + (3,09 / (3,09 - (-11,18))) \cdot (25 - 20) = 21,08\%.$$

Вторая итерация при ставках 21 и 22% позволит уточнить значение IRR (табл. 2).

Значение IRR в результате второй итерации:

$$IRR_2 = 21 + (0,19 / (0,19 - (-3,11))) \cdot (22 - 21) = 21,05\%.$$

Таким образом, верхнее предельное значение процентной ставки, при которой обеспечивается окупаемость кредита для финансирования проекта, составляет 21,05%. Процентная ставка по кредитам ведущих банков (например, 14,74% в Сбербанке) меньше значения IRR, поэтому предлагаемый проект можно признать по крайней мере окупаемым.

### ДИСКОНТИРОВАННЫЙ СРОК ОКУПАЕМОСТИ

Дисконтированный срок окупаемости (Discount Payback Period – DPP) – это продолжительность периода, в течение которого сумма чистых доходов, дисконтированных на момент завершения инвестиций, равна сумме инвестиций.

Сумма чистых доходов за первый, второй и третий год составляет 82,2 млн руб. Следовательно, на четвертом году реализации проекта наступит баланс:

$$DPP = 3 + 17,01 / 41,1 = 3,4 \text{ года},$$

где 17,01 млн руб. – это невозмещенный после первых двух лет реализации проекта остаток инвестиций (99,21 – 82,2);

41,1 млн руб. – доходы, поступающие в третьем году реализации проекта.

### ВЫВОДЫ

1. Цель функционирования релейной защиты электроэнергетической системы заключается не в создании прямых доходов, а в предотвращении развития аварийных ситуаций при повреждении отдельных элементов ЭЭС. Поэтому в основу анализа инвестиций в релейную защиту целесообразно положить предотвращение вероятного ущерба от возможных аварий в ЭЭС.

2. Проект НИОКР «Разработка и исследование высокоеффективной цифровой системы релейной защиты и автоматики и управления с опытным образцом для подстанций класса 110/35/10 кВ» является окупаемым и может быть реализован как за счет собственных средств, так и за счет привлечения авансированного капитала. Это подтверждается достаточно высоким значением показателя IRR = 21,05%, которое превышает процентные ставки кредитования в ведущих отечественных банках. Расчетный срок окупаемости составляет 3,4 года, и начиная с четвертого года проект будет давать финансовый эффект в виде экономии.

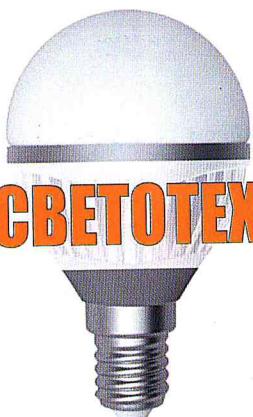
### ЛИТЕРАТУРА

1. Мелкумов Я.С. Финансовые вычисления. Теория и практика: Учеб.-справ. пособие. М.: ИНФРА-М, 2002.
2. Перова М.Б. Качество сельского электроснабжения: комплексный подход. Вологда: Вологодский государственный технический университет, 1999.
3. Лесных А.В., Лесных В.В. Оценка ущерба и регулирование ответственности за перерывы в электроснабжении: зарубежный опыт // Проблемы анализа риска. 2005. Том 2. № 1.

**12–14 апреля**

**/ Волгоград /**

**ЭЛЕКТРОТЕХНИКА СВЕТОТЕХНИКА КАБЕЛЬ-2016**



Выставочный центр "ЦАРИЦИНСКАЯ ЯРМАРКА" Волгоград, ул. М. Еременко, 42



(8442) 26-50-34



www.zarexpo.ru



marina@zarexpo.ru