ОТ РЕДАКЦИИ

В № 28 нашего журнала была опубликована статья С.И. Полещука «Повышение пропускной способности ВЛ 110 кВ», в которой автор рассматривал возможность применения схемы электроснабжения с помощью ВЛ 110 кВ с расщепленными фазами для увеличения ее пропускной способности, исключив при этом необходимость расширения КРУ 220 кВ на внешней питающей подстанции. При этом предлагается использовать типовые опоры 220 кВ. По мнению автора, такое решение позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителя и даст существенный экономический эффект. И хотя обсуждение статьи на редакционной коллегии вызвало ряд неоднозначных оценок, было принято решение статью публиковать. Тем самым редакция предполагала возможность поступления откликов и проведение дискуссии по изложенным в ней спорным вопросам.

В № 29 нашего журнала мы представили отзыв А.В. Кузьмина (АО «ЦИУС ЕЭС»), который подверг аргументированной критике основные положения статьи С.И. Полещука. А.В. Кузьмин также описал ряд проблем, для решения которых необходимо разработать современные нормативно-технические документы, учитывающие применение новых типов проводов и арматуры, выпускаемых в настоящее время промышленностью.

С.И. Полещук не согласен с некоторыми утверждениями А.В. Кузьмина и представил в редакцию подробный ответ на критику. Редакция, осознавая важное значение затронутых вопросов, решила продолжить дискуссию.

Мы приглашаем заинтересованных читателей также принять участие в обсуждение данной проблемы. Ждем Ваших откликов.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи; экономическая эффективность; надежность электроснабжения.

Общий вид ПС 500/220 кВ «Лозовая»

ОТВЕТ НА КРИТИКУ А.В. КУЗЬМИНА СТАТЬИ «ПОВЫШЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ВЛ 110 КВ». ЧАСТЬ I

ВВЕДЕНИЕ

Прежде всего, хочу выразить искреннюю благодарность автору отзыва на мою статью «Повышение пропускной способности ВЛ 110 кВ» А.В. Кузьмину. Этот отзыв дает мне возможность более подробно остановиться на темах, затронутых как в самой статье, так и в отзыве на нее. (Ниже цитаты из отзыва А.В. Кузьмина приведены курсивом для ясности).

О ТИПАХ ОПОР

«Опоры У220-2 по типовому проекту 5713 тм не рассчитаны на климатические нагрузки IV-го района по гололеду и IV–VI района по ветру... Предложенная конструкция фазы в рассматриваемых климатических условиях неизбежно потребует применения опор следующего класса напряжения — 330 кВ. Таким образом, ... стоимость строительства по варианту «ВЛ 110 кВ ППС» возрастет в 2,5 раза. Удорожание сооружения ВЛ составит более 600 млн руб. Как следствие, не удастся получить и эффект от оптимизации схемы внешнего электроснабжения ПС 220 кВ ВНХК».

Действительно, опоры по типовому проекту 5713 тм, разработанному в 1985 году, рассчитаны на подвеску сталеалюминиевых проводов марки АС 400/53 с наибольшим сечением стального сердечника 53 мм^2. Поэтому при прохождении ВЛ по территории со сложными климатическими условиями, когда в соответствии с «Нормами технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ» [1] требуются провода с большим сечением стальных сердечников, приходится ослаблять тяжение в проводах при соответствующем сокращении длин пролетов. Но на подвеску проводов с наибольшей маркой АС 400/53 рассчитаны все опоры серии 5713 тм, в том числе и опоры ВЛ 330 кВ. А для ВЛ электропередачи всех напряжений, предназначаемых для таких территорий, типовые опоры до настоящего времени не разработаны.

Более того, ни одна из существующих опор воздушных линий электропередачи не соответствует критериям приказа Минтруда РФ от 28.03.2014 г. № 155Н о необходимости строгого соблюдения «Правил по охране труда при работе на высоте» при эксплуатации ВЛ. В частности, пункт № 58 этих правил устанавливает специальное требование к устройству рабочих мест, расположенных на высоте более 5 м: «Для безопасного перехода на высо-

СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВНХК ПРИ УСТАНОВКЕ АТ 220/110 КВ И ОРГАНИЗАЦИИ РУ 110 КВ НА ПС 500 КВ «ЛОЗОВАЯ», ТЫС. РУБ.

№ п/п	Характеристика элементов схемы электроснабжения	Сооружение ПС 220/110 кВ «ВНХК»	Размещение АТ 220/110 кВ и РУ 110 кВ на ПС 500 кВ «Лозовая»	Примечание
1	Две одноцепные ВЛ 220 кВ L= 20 км с проводом 400 мм^2	2x20x1382x1,033x 1,06x 1,0318 = 62455,5*	–	Табл. 1 [2]
2	Две двухцепные ВЛ 110 кВ ППС с опорами 220 кВ L= 20,5 км с расщепленными фазами на 2 провода 400 мм^2	–	2x20,5x2275x1,3x 1,033x1,06x1,0318= 136996,77*	То же, с коэффициентом 1,3 на сокращение длин пролетов
	Итого, в ценах 4 квартала 2015 года с $K_{пер.}$ =7,0	7x 62455,5 =437188,5	7x136996,77 =958977,37	
	Итого, с учетом зонального коэффициента для Дальнего Востока $K_з$ = 1,3	1,3 x 437188.5= 568345,05	1,3 x 958977,37 = 1246670,58	
	Удорожание стоимости капитальных затрат, млн руб.		678,3	

* В стоимость ВЛ включены затраты на временные здания и сооружения — 3,3%, прочие работы и затраты — 6%, содержание службы заказчика-застройщика — 3,18%
(АТ — автотрансформатор силовой, РУ — распределительное устройство, ПС — подстанция)

Таблица 1

СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВНХК ПРИ УСТАНОВКЕ АТ 220/110 КВ И ОРГАНИЗАЦИИ РУ 110 КВ НА ПС 500 КВ «ЛОЗОВАЯ», ТЫС. РУБ.

№ п/п	Характеристика элементов схемы электроснабжения	Сооружение ПС 220/110 кВ ВНХК	Размещение АТ 220/110 кВ и РУ 110 кВ на ПС 500 кВ «Лозовая»	Примечание
1	Две одноцепные ВЛ 220 кВ L= 20 км с проводом 400 мм²	2x20x1382x1,033x 1,06x 1,0318 = 62455,5*	–	Табл. 1 [2]
2	Две двухцепные ВЛ 110 кВ ППС с опорами 330 кВ L= 20,5 км с расщепленными фазами на 2 провода 400 мм²	–	2x20,5x3440x1,033x 1,06x1,0318 = 159347,04*	То же
3	Общая стоимость остальных элементов схем электроснабжения	158952.0	65800,0	
	Итого, в ценах 2000 года	221407.5	225147,04	
	Итого, в ценах 4 квартала 2015 года с $K_{пер.}$ =7,0	7x 221407,5 =1549852,5	7x225147,04 =1576029,3	
	Итого, с учетом зонального коэффициента для Дальнего Востока $K_з$ = 1,3	1,3 x 1549852,5= 2014808,25	1,3 x 1576029.3 = 2048838,06	
	Удорожание стоимости капитальных затрат, млн руб.		34,0	

Таблица 2

СРАВНЕНИЕ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВЛ 220 КВ «ШИРОКАЯ — ЛОЗОВАЯ» С ВЫНОСНЫМ РУ 220 КВ НА ПС 110 КВ «НАХОДКА» С ВЛ 110 КВ ПОВЫШЕННОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ «ЛОЗОВАЯ — НАХОДКА», ТЫС. РУБ.

№ п/п	Характеристика элементов схемы электроснабжения	ВЛ 220 кВ «Широкая — Лозовая» с выносным РУ 220 кВ на ПС 110 кВ «Находка»	ВЛ 110 кВ повышенной пропускной способности «Лозовая — Находка»	Примечание
1	Одноцепная ВЛ 220 кВ «Широкая — Лозовая» L= 36,6 км с проводом 300 мм²	36,6x1231x1,033x 1,06x 1,0318 = 50902,7*	–	Табл. 1 [2]
2	Двухцепный участок ВЛ 220 кВ «Широкая — Лозовая», L = 1,5 км	1,5x2063x1,033x 1,06x 1,0318 = 3496,17*	–	То же
3	Кабельный участок ЛЭП 220 кВ с прокладкой двух кабельных линий L= 0,5 км	0,5 x 30080 = 15040	–	То же, табл. 10
4	Двухцепная ВЛ 110 кВ ППС «Лозовая — Находка» L= 30,1 км с опорами 330 кВ и расщепленными фазами на два провода 400 мм²	–	30,1x3440x1,033x 1,06x1,0318= 116984,05*	То же, табл. 1
5	Кабельный участок ЛЭП 110 кВ с прокладкой двух кабельных линий L= 0,5 км	–	0,5 x 23500 = 11750	То же, табл. 10
6	Общая стоимость остальных элементов схем электроснабжения	296474,0	105280,0	
	Итого, в ценах 2000 года	365912,87	234014,05	
	Итого, в ценах 4 квартала 2015 года с $K_{пер.}$ =7,0	7x 365912,87 =2561390,1	7x234014,05 =1638098,35	
	Итого, с учетом зонального коэффициента для Дальнего Востока $K_з$ = 1,3	1,3 x 2561390,1= 3329807,13	1,3 x 1638098.35 = 2129527,86	
	Снижение стоимости капитальных затрат, млн руб.		1200,3	

* В стоимость ВЛ включены затраты на временные здания и сооружения — 3,3%, прочие работы и затраты — 6%, содержание службы заказчика-застройщика — 3,18%

Таблица 3

те с одного рабочего места на другое при невозможности устройства переходных мостиков с защитными ограждениями должны применяться страховочные системы, использующие в качестве анкерного устройства жесткие или гибкие анкерные линии, расположенные горизонтально или под углом до 7° к горизонту».

«Если абстрагироваться от оптимизации сети электроснабжения в целом...».

Эта фраза полностью игнорирует основное положение моей статьи, которое состоит в том, что стоимость ВЛ повышенной пропускной способности не оказывает существенного влияния на величину экономического эффекта от их применения, а определяется совокупным эффектом за счет возможного упрощения схемы внешнего электроснабжения рассматриваемого энергорайона. Но само предложение об использовании в проектах ВЛ 110 кВ повышенной пропускной способности (ППС) опор ВЛ 330 кВ, каким бы оно ни казалось экзотическим, продуктивно и заслуживает детального рассмотрения. В приведенной таблице 1 на примере электроснабжения Восточной нефтехимической компании (ВНХК) показан расчет стоимости ВЛ 110 кВ ППС, выполненной на опорах 220 кВ, и сравнение со стоимостью традиционных ВЛ 220 кВ без учета остальных элементов схемы электроснабжения. Удорожание действительно превышает 600 млн рублей, и, по логике автора отзыва, этот удручающий результат должен стать решающим аргументом в выборе традиционного исполнения ВЛ.

Для демонстрации изменения предполагаемого совокупного эффекта в таблицах 2 и 3 приведены упрощенные изменения 2-й и 3-й таблиц статьи, в которых стоимость ВЛ 110 кВ ППС с опорами 220 кВ заменена на аналогичные ВЛ 110 кВ ППС с предложенными в отзыве опорами 330 кВ.

Как видим, общий экономический эффект от возможного применения в рассматриваемом районе Приморского края ВЛ 110 кВ ППС с использованием типовых опор 330 кВ может составить в ценах 2015 года около 1200,3 — 34,0 = 1166,3 млн руб. Этот эффект, по-видимому, достаточен для разработки как современных типовых опор для ВЛ, проходящих в сложных климатических условиях, так и для ВЛ повышенной пропускной способности. При этом в конструкции новых опор должны быть соблюдены требования приказа Минтруда РФ от 28.03.2014 г. № 155Н об эксплуатации ВЛ в соответствии с «Правилами по охране труда при работе на высоте».

ОБ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА

«Общеизвестно, что область экономически обоснованной плотности тока ВЛ находится в диапазоне 0,8–1,3 А/мм². И в исходном варианте этот показатель не оптимален — 0,66 А/мм². В предлагаемом варианте «ВЛ 110 кВ ППС» использование сечения крайне неэффективно — 0,33 А/мм²».

Свое заключение о крайне неэффективном использовании проводов в предлагаемом варианте ВЛ 110 кВ ППС автор отзыва обосновывает принятыми в настоящее время нормативными значениями экономической плотности тока для неизолированных проводов и шин.

Действительно, установленные пунктом 1.3.25 и таблицей 1.3.36 ПУЭ-6 [3] нормативные значения экономической плотности тока $j_{эк}$ для неизолированных проводов и шин изменяются от 1,0 до 1,3 А/мм² (табл. 4).

В зависимости от расчетного тока линии I (А) экономически целесообразное сечение провода $F_{эк}$ (мм²) определяется из соотношения (1) и округляется до ближайшего стандартного сечения.

$$F_{эк} = I/J_{эк}, \text{ мм}^2 \qquad (1)$$

В рассматриваемом случае ток в одной цепи ВЛ напряжением U = 220 кВ при передаваемой по ней мощности S = 100 МВт и cos φ = 0,97 равен

$$I = S/(\sqrt{3}U\cdot\cos\varphi) = 100\cdot10^3/(1{,}732\cdot220\cdot0{,}97) = 270{,}5 \text{ А}.$$

Откуда, при $T_{макс}$ > 5000 часов и $j_{эк}$ = 1,0 А/мм², $F_{эк}$ = 270,5 мм².

Полученное сечение расположено между стандартными сечениями сталеалюминиевых проводов АС 240/32 и проводом АС 300/39 с соответствующими сечениями алюминиевой части 244 мм² и 301 мм².

Ближайшим сечением по алюминиевой части оказывается провод АС 240/32.

При этом $J_{эк}$ = 270,5/244 = 1,11 А/мм².

НОРМАТИВНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА

$j_{эк}$, А/мм² для неизолированных проводов и шин	Число часов использования максимума нагрузки в год, $T_{макс}$, ч		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
	1,3	1,1	1,0

Таблица 4

Для принятого в проектной документации провода АС 400/93 сечение алюминиевой части $F_{ал}$ = 406 мм^2 и $J_{эк}$ = 270,5/406 = 0,66 А/мм^2.

Для ВЛ 110 кВ ППС этот показатель, как и отмечено автором отзыва, по сравнению с нормируемым значением оказывается еще хуже:

$J_{эк}$ = 270,5/2•406 = 0,33 А/мм^2.

Проведем анализ полученных результатов с оценкой нормируемых в «ПУЭ-7. Правила устройства электроустановок» [3] значений экономической плотности тока $j_{эк}$ и самой формулы (1).

По случайному совпадению, проект действующих в настоящее время значений экономической плотности тока, приведенных в таблице 1.3.36 [3], впервые опубликован ровно 60 лет тому назад в мартовском номере журнала «Электричество» за 1957 год [4]. Отличия в этих разделенных во времени таблицах заключаются только в том, что если в [3] таблица 1.3.36 называется «Экономическая плотность тока», то в [4] — «***Предельные наибольшие*** значения экономической плотности тока».

Если в пункте 1.3.25 [3] даются нейтральные рекомендации об округлении полученного в результате расчета сечения провода до ***ближайшего*** стандартного сечения, то в [4] прослеживается четкая позиция авторов, указывающих, что полученное в результате расчета сечение следует округлять до ***ближайшего большего*** стандартного сечения. «При этом, кроме экономической выгодности, получается и ряд технических преимуществ (большая механическая прочность проводов линии, увеличение пропускной способности линии и т.п.)» [4].

Приведенные в [4] значения экономической плотности тока основаны

ЗАВИСИМОСТЬ ГОДОВЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСХОДОВ С ОТ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДА F

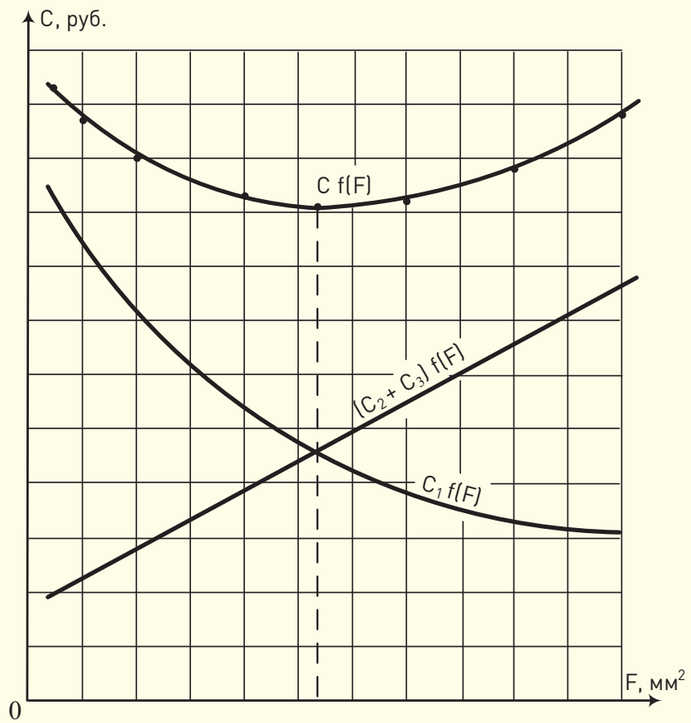

Рис. 1

на нахождении наиболее экономичного варианта ВЛ, при котором учитываются как ежегодные эксплуатационные расходы, так и капиталовложения в сооружение ВЛ, пропорциональные ее длине и сечению подвешенных на ВЛ проводов.

Ступенчатое изменение сечений стандартных проводов в расчетах не учитывается и условно принимается, что сечение проводов изменяется непрерывно. После этого определяется сечение, при котором сумма ежегодных эксплуатационных расходов принимает наименьшее значение.

Ежегодные расходы на эксплуатацию сети (С) в самом общем виде определяются суммой расходов на потерю электроэнергии (C_1), расходов на амортизацию (C_2) и расходов на текущий ремонт (C_3).

$$C = C_1 + C_2 + C_3 \qquad (2)$$

На рисунке 1 показана взятая из [5] иллюстрация этой формулы, на которой приведены графические зависимости годовых эксплуатационных расходов (С) от сечения проводов (F).

Расходы на потерю электроэнергии в одноцепной трехфазной ВЛ (C_1)

с расщепленными проводами определяются по формуле:

$$C_1 = \beta \frac{S^2 \cdot R \cdot \tau}{U^2} \; 10^3 = \beta \cdot 3n \cdot I^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^3 =$$

$$= \beta \cdot 3n \cdot I^2 \cdot \frac{\rho}{F} \cdot \tau \cdot l \cdot 10^3, \text{ руб./год}, \qquad (3)$$

где:

β — стоимость 1 кВт·ч технологических потерь электроэнергии в электрических сетях, руб.;

S — передаваемая по ВЛ мощность, МВА;

U — линейное напряжение ВЛ, кВ;

R — активное сопротивление провода рассматриваемой ВЛ, Ом;

τ — длина линии, км;

τ — время максимальных потерь, т.е. время, в течение которого линия, работающая с неизменной максимальной нагрузкой, имеет потери электроэнергии, равные действительным годовым потерям при работе по годовому графику нагрузки, ч/год.

I — расчетный ток ВЛ в нормальном режиме, А;

n — количество проводов в фазе ВЛ;

ρ — удельное электрическое сопротивление провода, Ом/км·мм^2;

F — сечение провода, мм^2.

Расходы на амортизацию (C_2) и текущий ремонт (C_3) ВЛ, как показано на рисунке 1, также считаются зависящими от сечения провода. Условно принимается, что затраты на сооружение ВЛ пропорциональны длине линии и сечению подвешенных на ней проводов. Определяются они из следующих выражений:

$$C_2 = \frac{\alpha_а \cdot K}{100} = \frac{\alpha_а \cdot l}{100} (K_п + K_0 \cdot F), \quad \%; \qquad (4)$$

$$C_3 = \frac{\alpha_р \cdot K}{100} = \frac{\alpha_р \cdot l}{100} (K_п + K_0 \cdot F), \quad \%; \qquad (5)$$

где:

K — затраты на сооружение ВЛ, руб.;

$$K = (K_п + K_0 F) l; \qquad (6)$$

$K_п$ — удельные затраты на сооружение ВЛ, не зависящие от сечения подвешенных на ВЛ проводов, руб./км. (Затраты на проектно-изыскательские работы, проезды вдоль трассы ВЛ, пункты обогрева и т.д.);

K_0 — удельные затраты на сооружение ВЛ, зависящие от сечения подвешенных на ВЛ проводов, руб./(км·мм^2);

$\alpha_а = \alpha_{к.р} + \alpha_{п.в}$ — величина ежегодных отчислений на амортизацию, %;

$\alpha_{к.р}$ — норма ежегодных расходов на капитальный ремонт, %;

$\alpha_{п.в}$ — норма ежегодных расходов на полное восстановление, %;

$\alpha_р$ — норма ежегодных расходов на текущий ремонт и обслуживание, %.

Госпланом СССР для ВЛ напряжением 35–110 кВ, выполненных на металлических и железобетонных

ЗАВИСИМОСТЬ СТОИМОСТИ ВЛ 110–220 КВ ОТ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ F (В ЦЕНАХ 2000 Г.)

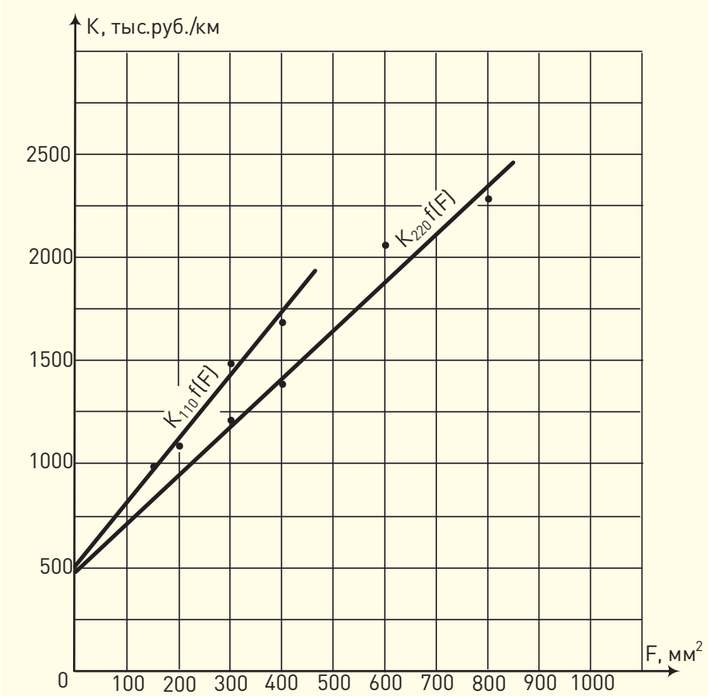

Рис. 2

опорах, устанавливались следующие нормы отчислений на амортизацию и текущий ремонт [5]:

$\alpha_а$ = 2,8, %; $\alpha_{к.р}$ = 0,8, %; $\alpha_{п.в}$ = 2,0, %; $\alpha_р$ = 1,0, %. Для ВЛ напряжением 220 кВ и выше эти нормы снижались на 20 %. В настоящее время для всех ВЛ напряжением 35–220 кВ, 330 кВ и выше, выполненных на металлических и железобетонных опорах, установлена единая норма амортизационных отчислений на полное восстановление $\alpha_{п.в}$ = 2,0, %,[6].

На рисунке 2 приведены графические зависимости стоимости ВЛ напряжением 110 кВ и 220 кВ от сечения проводов, построенные на основании данных, приведенных в работе [2] для одноцепных свободностоящих металлических промежуточных опор. Это позволяет оценить стоимость затрат сооружения ВЛ, не зависящих от сечения подвешенных на них проводов. Из рисунка следует, что при F = 0 удельные затраты на сооружение ВЛ 110 кВ и 220 кВ одинаковы и составляют в ценах 2000 года около 500 тыс. руб./км. Поэтому в дальнейших расчетах принимаем $K_п$ = 500 тыс. руб./км. Таким образом, формулу (2) с ежегодными расходами на эксплуатацию ВЛ, приведенными к форме их зависимости от капитальных затрат, пропорциональных длине линии и сечению подвешенных на ней проводов, можно представить в виде:

$$C = 3n\cdot\beta\cdot I^2\cdot\frac{\rho}{F}\cdot\tau\cdot l\cdot 10^3 + \frac{(\alpha_а+\alpha_р)}{100}l(K_п+K_0\cdot F),\ \text{руб./год.} \qquad (7)$$

После дифференцирования (7) по сечению F, которое, как было принято ранее, считается изменяющимся непрерывно, и приравнивания полученной производной к нулю, получаем:

$$\frac{dC}{dF} = -3n\cdot\beta\cdot\rho\cdot\frac{I^2}{F^2}\cdot\tau\cdot 10^3 + \frac{\alpha_а+\alpha_р}{100}K_0 = 0;$$

$$\frac{I^2}{F^2} = \frac{(\alpha_а+\alpha_р)\cdot K_0}{3n\cdot\beta\cdot\rho\cdot\tau\cdot 10^5}; \qquad (8а)$$

$$J_{эк} = \frac{I}{F} = \sqrt{\frac{(\alpha_а+\alpha_к)\cdot K_0\cdot 10}{3n\cdot\beta_э\cdot\rho\cdot\tau}},\ \text{А/мм}^2 \qquad (8)$$

Полученная формула экономической плотности тока (8) аналогична выражению, приведенному в [4] для зарубежных капиталистических хозяйств:

$$J_{эк} = \frac{I}{F} = \sqrt{\frac{(\alpha_а+\alpha_к)\cdot K_0\cdot 10}{3n\cdot\beta_э\cdot\rho\cdot\tau}},\ \text{А/мм}^2 \qquad (9)$$

Принципиальные отличия этих формул заключаются в том, что в формуле (8) β — это стоимость технологических потерь электроэнергии в электрических сетях, а в (9) $\beta_э$ — это тарифная стоимость электроэнергии, выработанной электростанцией и продаваемой по рыночным ценам потребителям — электросетевым компаниям.

При рыночных отношениях в обществе для генерирующей компании, в состав которой входит одна или несколько электростанций, электроэнергия, произведенная электростанцией, а затем использованная электросетевыми компаниями на нагрев атмосферы вблизи линий электропередачи, ничем не отличается от электроэнергии, перепродаваемой электросетевыми компаниями потребителям.

По этой же причине в числителе формулы (9) вместо коэффициента, учитывающего ежегодные расходы на текущий ремонт и обслуживание ($\alpha_р$), стоит коэффициент $\alpha_к$ — проценты на капитал, т.е. плата за заем денег, которые были необходимы

Рис. 3
К пояснению термина «Арочный эффект» в компактных проводах

для сооружения самой электростанции. Этим коэффициентом учитываются издержки производства, которые необходимо выплачивать владельцам заемных средств.

При социалистическом способе ведения народного хозяйства, когда все предприятия национализированы и принадлежат одному владельцу — государству, оплачивать взятые у самого себя заемные средства не имеет смысла. Продавать потери электрической энергии сетевым компаниям по рыночной стоимости, а затем самому государству как владельцу этих сетевых компаний их же и покупать, т.е. покупать у самого себя, также не имеет смысла.

Если считать, что наше общество отошло от социалистического способа ведения народного хозяйства и вернулось к рыночной экономике, то в соответствии с [7] максимальная стоимость нормативных технических потерь в электрических сетях Приморского края должна составлять по одноставочному тарифу $\beta_э$ = 1,873 руб./кВт·ч.

Для двух рассматриваемых в настоящей работе одноцепных ВЛ 220 кВ длиной по 20 км с проводами АС 400/93 величина K ранее определена в таблице 1 и равна в ценах 2000 г. K=62455,5 тыс. руб. Тогда, в соответствии с (6):

$K = (K_п + K_0 F)\cdot 2l = (500 + K_0 F)\cdot 40 =$ 62455,5 тыс. руб.,

и $K_0 F$ = 1061,39 тыс. руб., или в ценах 2015 года $K_0 F = 7\cdot 1{,}3\cdot 1061{,}39 =$ 9658,65 тыс. руб.

Общее сечение провода АС 400/93 F = 406 +93,2 = 499,2 мм², откуда

$K_0 = 9658{,}65\cdot 103 / 499{,}2) =$ $19{,}35\cdot 10^3$, руб./км·мм².

Удельное сопротивление провода АС 400/93 по ГОСТ 839-80 [8] равно:

$\rho = R/F = 0{,}0711/499{,}2 =$ $0{,}1424\cdot 10^{-3}$ Ом/км·мм².

Среднее время максимальных потерь во временной зоне T > 5000 ч/год

τ = (5000 + 8760)/2 = 6880, ч.

После подстановки этих значений в (8) при n = 1, находим

$$J_{эк220} = \sqrt{\frac{(2{,}8+1{,}0)\cdot 19{,}35\cdot 10}{3\cdot 1{,}873\cdot 0{,}1424\cdot 6880}} = 0{,}37,\ \text{А/мм}^2.$$

Это значение оказалось меньше ранее определенной величины 0,66 А/мм².

Аналогично, для двух ВЛ 110 кВ длиной по 20,5 км с четырьмя проводами АС 400/93 в одной фазе (n = 4) величина K в таблице 1 равна в ценах 2000 г. K=136996,77 тыс. руб.

Откуда $K = (K_п + K_0 F)\cdot 2l = (500 +$ $K_0 F)\cdot 2\cdot 20{,}5 =$ 136996,77 тыс. руб.,

$K_0 F$ =2841,38 тыс. руб. или в ценах 2015 года $K_0 F = 7\cdot 1{,}3\cdot 2841{,}38 =$ 25856,6 тыс. руб.

$K_0 = 25856{,}6\cdot 10^3 / 499{,}2) = 51{,}8\cdot 10^3$, руб/км·мм².

$$J_{эк110} = \sqrt{\frac{(2{,}8+1{,}0)\cdot 51{,}8\cdot 10}{3\cdot 4\cdot 1{,}873\cdot 0{,}1424\cdot 6880}} = 0{,}3,\ \text{А/мм}^2.$$

Полученное значение практически совпадает с величиной 0,33 А/мм², определенной ранее для рассматриваемой ВЛ 110 кВ ППС.

Но в настоящее время Федеральной антимонопольной службой РФ наряду с тарифами на услуги по передаче электрической энергии установлены и ставки оплаты нормативных технологических потерь электрической энергии [7]. При этом вся территория Российской Федерации разделена на 84 субъекта, для каждого из которых установлены отдельные нормы тарифов на передачу электрической энергии и нормы оплаты потерь электроэнергии.

В соответствии с этими нормами максимальная стоимость потерь электроэнергии для Приморского края равна β = 0,0671 руб./кВт·ч.

Тогда

$$J_{эк220} = \sqrt{\frac{(2{,}8+1{,}0)\cdot 19{,}35\cdot 10}{3\cdot 0{,}0671\cdot 0{,}1424\cdot 6880}} = 1{,}93,\ \text{А/мм}^2,$$

$$J_{эк110} = \sqrt{\frac{(2{,}8+1{,}0)\cdot 51{,}8\cdot 10}{3\cdot 4\cdot 0{,}0671\cdot 0{,}1424\cdot 6880}} = 1{,}58,\ \text{А/мм}^2.$$

Если бы рассматриваемые в настоящей работе электрические сети были расположены, например, на территории Якутии, где β = 0,24828 руб./кВт·ч, то для этого региона экономическая плотность тока рассматриваемых ВЛ оказалась бы совершенно другой:

$J_{эк220}$ = 1,0, А/мм², $J_{эк110}$ = 0,82, А/мм².

Для Республики Ингушетия и Камчатского края такие расчеты вообще бессмысленны, так как для этих регионов нормы технологических потерь приняты равными нулю.

Вышеприведенные расчеты показывают, что действующие в настоящее время нормы экономической плотности тока разработаны для условий плановой экономики, и их сохранение в сегодняшних экономических условиях является анахронизмом и не соответствует требованиям настоящего времени.

О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ

«При выводе одного из АТ250000/220/110 ПС220 ВНХК в ремонт второй будет перегружаться..., а это снизит надежность электроснабжения ВНХК».

В статье отмечено, что при нормальном режиме работы все потребители восточного нефтехимического комплекса будут обеспечены электроэнергией от собственных генерато-