

## Технико-экономическое сравнение сверхдальних электропередач на переменном и постоянном токе в условиях Бразилии<sup>1</sup>

ЗИЛЬБЕРМАН С.М., КАНДАКОВ С.А., КРАСИЛЬНИКОВА Т.Г.,  
САМОРОДОВ Г.И., ТАВЕРЕС М.К.

*При современном уровне развития техники передачи электроэнергии проблема сверхдальнего транспорта может быть решена с помощью электропередач (ЭП) ультравысокого напряжения как постоянного, так и переменного тока. На переменном токе эта проблема имеет два принципиально различных решения. Первый вариант лежит на пути использования компенсированных ЭП, в состав которых входят концевые подстанции (ПС) и устройства реактивной мощности, расположенные в концевых и промежуточных пунктах линии. Вторым вариантом является использование полуволновых электропередач (ПЭП), которые отличаются простотой схемы, включающей в свой состав лишь концевые ПС и полуволновую ВЛ (ПВЛ). Приведено технико-экономическое сравнение ПЭП и ППТ, обеспечивающих передачу мощности 6000 МВт на расстояние 2500 км. Рассматриваемые схемы электропередач удовлетворяют критерию надежности N-1 при наиболее вероятных однофазных или однополюсных отказах. Оценка технико-экономических показателей сверхдальних электропередач дана применительно к условиям Бразилии.*

*Ключевые слова: полуволновая электропередача, передача постоянного тока, ультравысокие напряжения, критерий надежности N-1, технико-экономические показатели, инвестиции, приведенные затраты*

Растущий интерес в странах мира с обширной территорией (Россия, Бразилия, Китай и др.) к проблеме транспорта больших потоков мощности на сверхдальние расстояния 2000–4000 км определяется возможностью создания источников дешевой электроэнергии, удаленных от центров нагрузки. Проблеме сверхдальнего транспорта мощности и электроэнергии особое внимание уделяется в России и Бразилии. Объективной тенденцией развития энергетики нашей страны на ближайшую и отдаленную перспективу является создание транзитных связей между европейской и азиатской секциями ЕЭС России. В Бразилии на притоках Амазонки возможно создание ГЭС суммарной мощностью, достигающей 100 ГВт, с необходимостью её выдачи в промышленно-развитые районы на расстоянии 2000–2500 км.

При современном уровне развития техники передачи электроэнергии проблема сверхдальнего транспорта может быть решена с помощью электропередач (ЭП) ультравысокого напряжения (УВН) как постоянного, так и переменного тока. На переменном токе эта проблема имеет два принципиально различных решения. Первый вариант предполагает использование компенсированных ЭП, в состав которых входят концевые подстанции (ПС) и устройства реактивной мощности, расположенные в концевых и промежуточных пунктах линии. Вторым вариантом является использование полуволновых электропередач (ПЭП), которые от-

личаются простотой схемы, включающей в свой состав лишь концевые ПС и полуволновую ВЛ (ПВЛ), которая не имеет ограничений на передаваемую мощность по условию устойчивости в силу того, что её реактивное сопротивление равно нулю. Кроме того, такие линии сбалансированы по реактивной мощности и для их работы не требуется установки компенсирующих устройств. На ПС используется оборудование, предназначенное для традиционных ЭП переменного тока. При частоте 50 Гц длина ПВЛ составляет 3000 км, а при 60 Гц – 2500 км. Если длина линии отличается от полуволновой, то придать ей свойства полуволны можно путем включения в концевых пунктах устройств реактивной мощности.

Систематические исследования в области ПЭП, проведенные в России и Бразилии [1, 2], позволили предложить экономичные и надёжные схемы и обосновать технико-экономические параметры ПЭП. Неоценимую роль в доказательстве работоспособности таких ЭП сыграли комплексные испытания ПЭП в 1967 г. в сети 500 кВ ЕЭС СССР, когда ПВЛ 500 кВ Волгоград–Москва–Челябинск длиной 2858 км успешно передавала мощность 1050 МВт [3]. На сегодняшний день ПЭП является хорошо проработанным объектом, ждущим своего практического внедрения.

Исследования [1, 4, 5], проведенные в России, Бразилии и Китае, показали технико-экономическое преимущество ПЭП по сравнению с передачами постоянного тока (ППТ). Отличающиеся результаты представлены в недавно опубликованной

<sup>1</sup> В порядке обсуждения. *Ред.*

статье бразильских исследователей [6]. Однако эти результаты получены применительно к ПЭП, имеющей заведомо неоптимальные технические решения. В статье дается более объективное технико-экономическое сопоставление ПЭП и ППТ. Основные исходные данные принимаются такими же, как и в [6], а именно, рассматривается передача мощности 6000 МВт на расстоянии 2500 км, что в условиях Бразилии соответствует полуволновой длине. При этом принимаются три уровня загрузки в течение года: 6000, 4500 и 3600 МВт соответственно с продолжительностью 8%, 42% и 50% в течение года. Это соответствует 6088 ч годовой продолжительности использования максимальной мощности.

Для сверхдальних ППТ оптимальным решением является использование УВН  $\pm 600$  или  $\pm 800$  кВ. В [6] предпочтение отдано напряжению  $\pm 800$  кВ. В настоящее время на переменном токе освоены ЭП УВН 1000 кВ (в Китае) и 1150 кВ (в России). Основным оборудованием этих ЭП являются автотрансформаторы номинальной мощностью 2000–3000 МВА и с уровнем потерь 0,2% их номинальной мощности.

**Схемы сверхдальних ЭП, удовлетворяющие критерию надежности  $N-1$ .** Сверхдальние ЭП, обеспечивая передачу больших потоков мощности на значительные расстояния, из-за их аварийных отказов могут оказывать заметное влияние на надежность

работы энергообъединения. Поэтому при транспорте электроэнергии помимо обеспечения экономической эффективности должна быть решена и проблема надежности, которая включает два ее аспекта, а именно, режимную (временной охват 20–30 мин) и балансовую (многочасовой временной охват) надежность [7]. Мировой опыт показывает, что сравнительно высокий уровень надежности энергосистем обеспечивается, если при их проектировании и эксплуатации выполняется критерий  $N-1$ .

Традиционным решением проблемы надежности для широко используемых в мире дальних ЭП является сооружение двухцепных линий. Применительно к сверхдальним ЭП такое решение также возможно. На рис. 1 показаны схемы двухцепных ППТ и ПЭП. Поскольку доля наиболее вероятных однополюсных (однофазных) отказов в ЭП УВН достигает 98%, то выполнение критерия  $N-1$  целесообразно рассматривать применительно к этим аварийным ситуациям.

На преобразовательных ПС предусматривается 33%-я перегрузочная способность продолжительностью 20–30 мин. Для двухцепных ППТ критерий  $N-1$  по условию режимной надёжности удовлетворяется при однополюсных авариях. Однако по условию балансовой надежности критерий  $N-1$  не выполняется при многочисленных однополюсных авариях на ПС. Число вынужденных отказов на

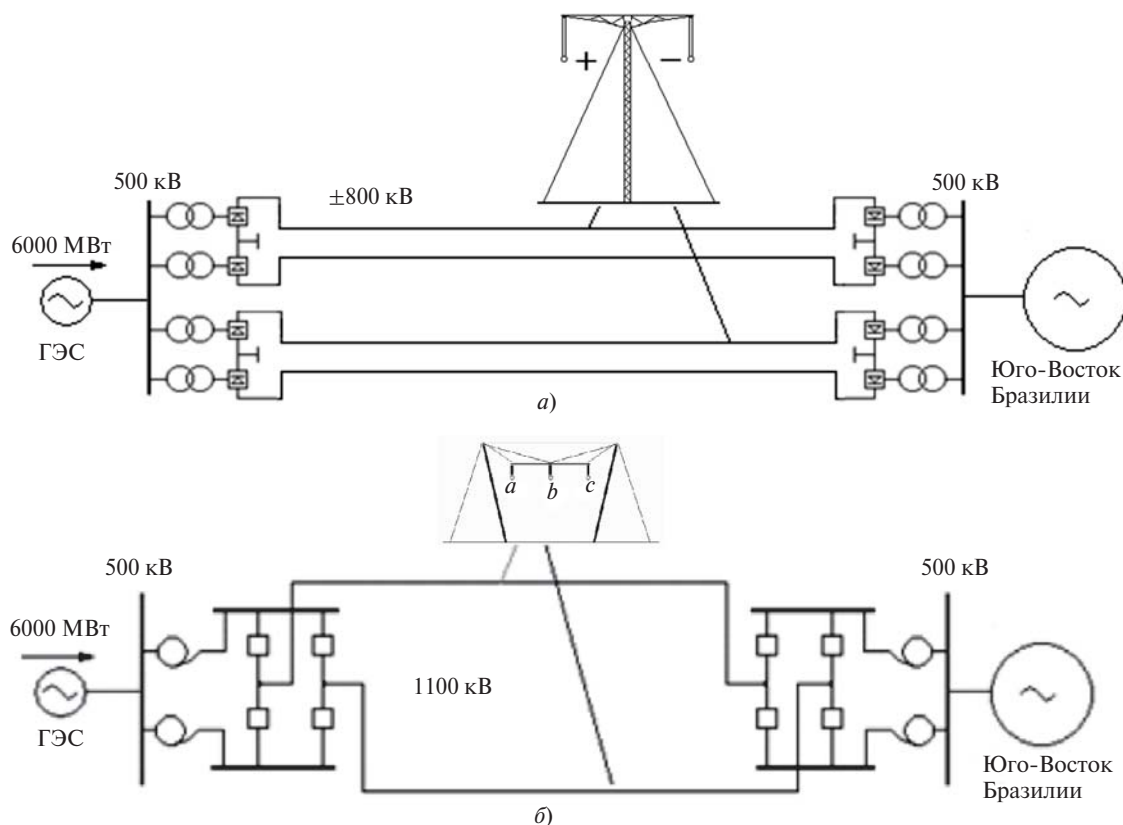


Рис. 1. Схема двухцепной электропередачи: а – постоянного тока (2' ППТ); б – полуволновой (2' ПЭП)

одну ветвь 1500 МВт составляет ориентировочно 3 отк./год. Продолжительность вынужденных отказов достигает несколько часов. Поэтому использование перегрузочной способности преобразовательных блоков на всё время вынужденного отказа недопустимо. Таким образом, после 20–30-минутного послеаварийного режима мощность преобразовательных ПС снятием перегрузки снижается до 4500 МВт, что приводит к необходимости принятия противоаварийных мер в примыкающих системах с возможными неблагоприятными последствиями. Поскольку ППТ не удовлетворяет критерию  $N-1$  по условию балансовой надёжности, то в приемной системе необходимо предусматривать дополнительный оперативный резерв, чтобы обеспечить такой же уровень надежности, как и в варианте с ПЭП, либо следует увеличить установленную мощность преобразовательных ПС до 8000 МВт, чтобы удовлетворялся критерий  $N-1$  по условию балансовой надёжности. Отмеченные недостатки следовало бы принимать во внимание. Однако в практике проектирования ППТ установленная мощность преобразовательных ПС выбирается исходя лишь из критерия  $N-1$  по условию режимной надёжности, и соответственно в статье она принята равной 6000 МВт.

В случае двухцепной ПЭП определяющая доля повреждений приходится на линейную часть. При этом неустойчивые КЗ могут быть ликвидированы в цикле ОАПВ, а для устранения устойчивых КЗ аварийная цепь должна отключаться целиком. Следовательно, остающаяся в работе цепь должна быть рассчитана на передачу полной мощности 6000 МВт.

Однако по экономическим и экологическим соображениям для сверхдальних ЭП целесообразно использовать одноцепные линии вместо двухцепных. Такой путь допустим, если имеется техническое решение, гарантирующее одинаковый уровень надёжности в этих вариантах при ликвидации наиболее вероятных однофазных повреждений. В качестве такого решения на переменном токе эффективным является вариант использования одноцепной схемы (рис. 2) с резервной фазой линии

(РФЛ), которая вводится в работу вместо аварийной фазы не более чем за 0,4–0,5 с. Для ПЭП с РФЛ при любых однофазных повреждениях на ВЛ или ПС критерий  $N-1$  удовлетворяется как по условию режимной, так и балансовой надёжности (при повреждении на одной из фаз автотрансформатора она оперативно замещается резервной фазой). В дополнение предлагаемая конструкция позволяет улучшить ремонтпригодность линейной части схемы за счет возможности проведения пофазных ремонтов и снизить экологическое влияние в силу уменьшения полосы отчуждения для линии.

Очевидным недостатком ЭП с РФЛ является недоиспользование суммарного сечения ВЛ в нормальном режиме. Однако применительно к ПВЛ замена двухцепной ВЛ одноцепной ВЛ с РФЛ приводит к снижению общего сечения. При этом уровень активных потерь, в целом, также снижается, что объясняется особенностями режимов ПВЛ (при передаче в двухцепном варианте по каждой цепи, рассчитанной на 6000 МВт, 3000 МВт в нормальном режиме, напряжение в средней части линии снижается в 2 раза по сравнению с напряжением по концам линии, что соответственно приводит к повышенному уровню потерь).

Подобным образом на постоянном токе возможно использование одноцепной ППТ с резервным полюсом линии (РПЛ), как это показано на рис. 3. Это позволяет снизить стоимость преобразовательных ПС за счет их укрупнения, а также стоимость линейной части. Резервный полюс линии состоит из двух резервных полуполюсов (РПП) и вводится в работу при вынужденном отказе одного из рабочих полюсов.

Пропускная способность ПЭП зависит от допустимых напряжений на отправном конце и в средней части линии, а также параметров линии:

$$P_{\text{ПЭП}} = \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{U_{\text{ср}}}{U_0} + 0,25 \frac{R}{Z_w} \frac{U_0^2}{Z_w}, \quad (1)$$

где  $U_{\text{ср}}$  – допустимое напряжение в средней части линии;  $U_0$  – допустимое напряжение на отправном

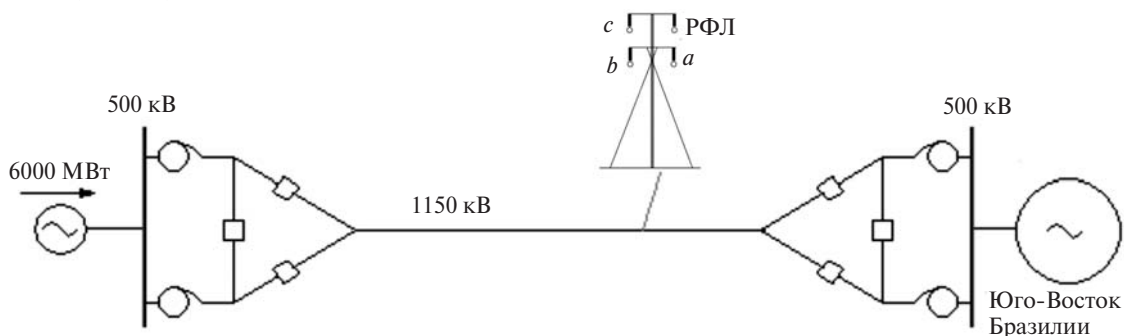


Рис. 2. Схема полуволновой электропередачи с резервной фазой линии

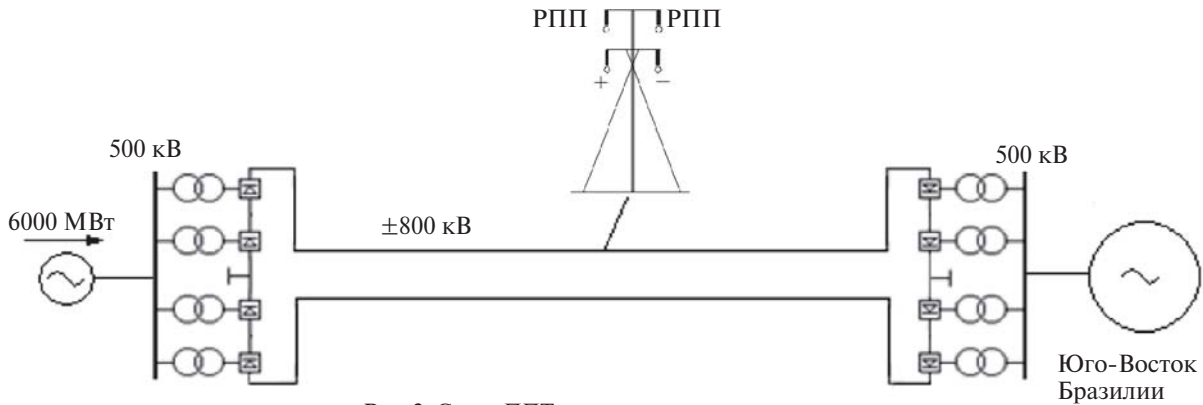


Рис. 3. Схема ППТ с резервным полюсом линии

конце линии;  $R$  – суммарное активное сопротивление линии;  $Z_w$  – волновое сопротивление линии.

Кривые, показанные на рис. 4, позволяют определить главный параметр ПВЛ, а именно, её волновое сопротивление, в зависимости от передаваемой мощности и допустимых напряжений. Так, для того чтобы обеспечить передаваемую мощность в размере 6000 МВт, необходимо иметь волновое сопротивление в зависимости от принятых напряжений в диапазоне от 190 до 245 Ом.

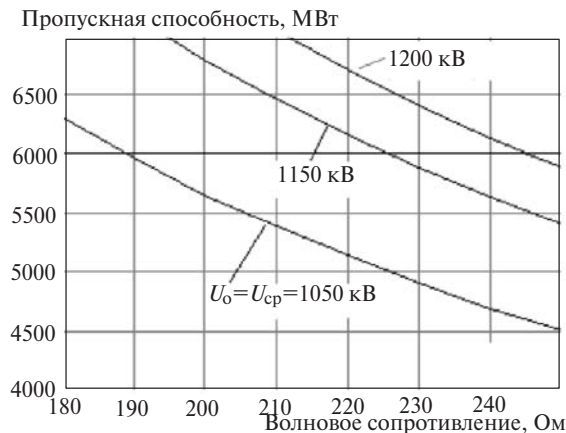


Рис. 4. Кривые для оценки пропускной способности полувольновой электропередачи

**Технические и экономические аспекты сверхдальних ВЛ.** Конструкции опор для ВЛ УВН на постоянном и переменном токе. Конструкция опоры для биполярной линии согласно [6] показана на рис. 5,а, на рис. 5,б изображена опора для ПВЛ УВН. Конструкция опоры для ПВЛ с РФЛ [1] приведена на рис. 5,в. Возможная конструкция ВЛ ПТ с РПЛ дана на рис. 5,г. По условиям короны РПЛ должен иметь конструкцию как минимум  $4 \cdot 900 \text{ мм}^2$ , и, как отмечалось ранее, РПЛ разделяется на два РПП. Геометрические параметры опор для ПЭП и ППТ, которые используются при дальнейшем анализе, приведены в табл. 1.

**Стоимость линий УВН на постоянном и переменном токе.** В [6, 8] дано уравнение, определяющее стоимость биполярной линии как функцию напря-

жения, числа составляющих в расщепленном полюсе и их сечения:

$$K_{\text{ВЛ ПТ}} = a + bU + 1,974nS(cn + d), \text{ \$/км}, \quad (2)$$

где  $a, b, c, d$  – параметры, зависящие от региона;  $n$  – число составляющих в расщепленном полюсе;  $S$  – сечение по алюминию отдельной составляющей полюса ( $\text{мм}^2$ );  $U$  – номинальное напряжение (фазное) полюса, кВ.

Уравнение (2) используется также для определения стоимости трехфазной линии (рис. 5,б) с параметрами (для условий Бразилии) согласно [6]:

Параметр	Воздушная линия	
	биполярная	трехфазная
$a$	86360	78252
$b$	130,3	263,2
$c$	1,586	1,39
$d$	25,9	34,3

С достаточной степенью точности стоимость ВЛ с РФЛ можно представить как стоимость двух биполярных линий за вычетом стоимости полосы отчуждения и доступа к ней для одной линии. По данным [8] стоимость полосы отчуждения и доступа к ней оценивается в 15% стоимости биполярной линии, тогда стоимость ВЛ с РФЛ определится как

$$K_{\text{ВЛ РФЛ}} = 1,85[a + bU + 1,974nS(cn + d)], \text{ \$/км}, \quad (3)$$

где  $a, b, c, d$  – параметры для биполярной линии.

Подобным образом стоимость ВЛ ПТ с РПЛ определяется на основе следующей формулы:

$$K_{\text{ВЛ РПЛ}} = 0,85[a + bU + 1,974nS(cn + d)] + [a + bU + 1,974n_{\text{РПП}}S_{\text{РПП}}(cn_{\text{РПП}} + d)], \text{ \$/км}, \quad (4)$$

где  $a, b, c, d$  – параметры для биполярной линии;  $n, S$  – число составляющих в полюсе и сечение отдельной составляющей;  $n_{\text{РПП}}, S_{\text{РПП}}$  – число составляющих в резервном полюсе и сечение отдельной составляющей.

Таблица 1

Тип линии	Номинальное напряжение, кВ	$H$ , м	Длина гирлянды, м	$D_{гор}$ , м	$D_{вер}$ , м
Биполярная ВЛ	800	46,2	8,2	19,3	—
ВЛ ПТ с РПЛ	800	46,2	8,2	19,3	14,0
ПВЛ	1100	40,5	7,3*	15,0	—
ПВЛ с РФЛ	1150	41,0	7,6*	21,0	14,2

\* Отношение длины утки изоляторов к их строительной длине принималось равным 3, как и для ВЛПТ.

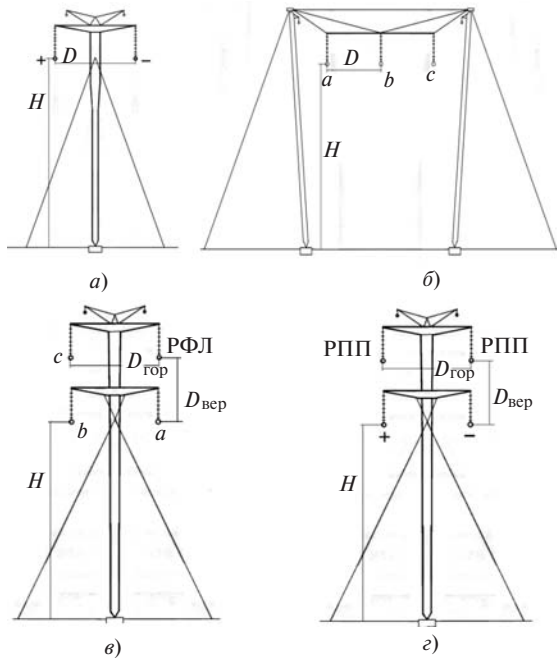


Рис. 5. Схема опоры: а – биполярной линии; б – трехфазной линии; в – трехфазной линии с резервной фазой; г – линии

Критерий для выбора оптимальной конструкции полюса (фазы). Оптимальная стоимость ВЛ находится путем минимизации приведенных затрат как функции числа составляющих в полюсе (фазе) и сечения составляющей:

$$Z_{ВЛ} - (E_K + e_{ВЛ})K_{ВЛ}L + C_{\text{Э}}(D\mathcal{E}_H + D\mathcal{E}_K) \text{ @ min, } (5)$$

где  $Z_{ВЛ}$  – приведенные затраты для линии;  $E_K$  – коэффициент эффективности использования капиталовложений;  $e_{ВЛ}$  – норма отчислений на эксплуатацию ВЛ;  $K_{ВЛ}$  – удельная стоимость линии;  $L$  – длина линии;  $C_{\text{Э}}$  – удельная стоимость потерянной электроэнергии;  $D\mathcal{E}_H$  – годовые потери электроэнергии на нагрев;  $D\mathcal{E}_K$  – годовые потери в линии на корону.

Если принять, что инвестиции распределены равномерно в течение периода  $1 \text{ @ } T_K$  и со следующего года  $T_K + 1$  объект эксплуатируется на полную мощность, то коэффициент эффективности использования капиталовложений определяется следующей формулой:

$$E_K = \frac{(1 + E)^{T_K} - 1}{T_K [1 - E)^{T_K} - T]}, \quad (6)$$

где  $E$  – норма дисконта;  $T_K$  – продолжительность инвестиционного периода;  $T$  – горизонт расчета.

Принимая для дальнейших расчетов  $E = 10\%$ ,  $T_K = 3$  года и  $T = 30$  лет, найдем, что  $E_K = 0,119$ .

Анализ потерь электроэнергии. Для ВЛ ПТ потери на нагрев и корону определялись согласно [8], а для ПВЛ путем расчета соответствующих режимов на линии, используя подход в [9].

Выбор оптимальной конструкции полюса и фазы. На основе формул (2)–(5) и данных по потерям электроэнергии получены оптимальные конструкции ВЛ ПТ и ПВЛ соответственно для двухцепных и одноцепных линий. Отметим, что в двухцепном варианте в качестве номинального напряжения на линии принято 1100 кВ. Для снижения потерь в этом варианте автотрансформаторы с номинальным напряжением 1000 кВ должны быть оборудованы устройствами регулирования под нагрузкой в диапазоне  $\pm 15\%$ . В одноцепном варианте номинальное напряжение на линии принято 1150 кВ. Для этого варианта автотрансформатор с номинальным напряжением 1150 кВ имеет обычный диапазон регулирования  $\pm 5\%$ .

Рис. 6 иллюстрирует зависимость приведенных затрат для ВЛ как функции сечения отдельной составляющей полюса (фазы) при фиксированном числе составляющих. Как показали расчеты, число составляющих, указанное на рис. 6 для каждого случая, является оптимальным. Принятые конструкции для ПЭП и ППТ приведены в табл. 2.

Технические и экономические аспекты ПС. Приведенные затраты для ПС. В общем случае приведенные затраты определяются выражением

$$Z_{ПС} - (E_K + e_{ПС})K_{ПС} + C_{\text{Э}}D\mathcal{E}_{ПС}, \quad (7)$$

где  $Z_{ПС}$  – приведенные затраты для ПС;  $E_K$  – коэффициент эффективности использования капиталовложений, определяемый согласно (6);  $e_{ПС}$  – норма отчислений на эксплуатацию ПС;  $K_{ПС}$  – стоимость ПС;  $C_{\text{Э}}$  – удельная стоимость потерянной

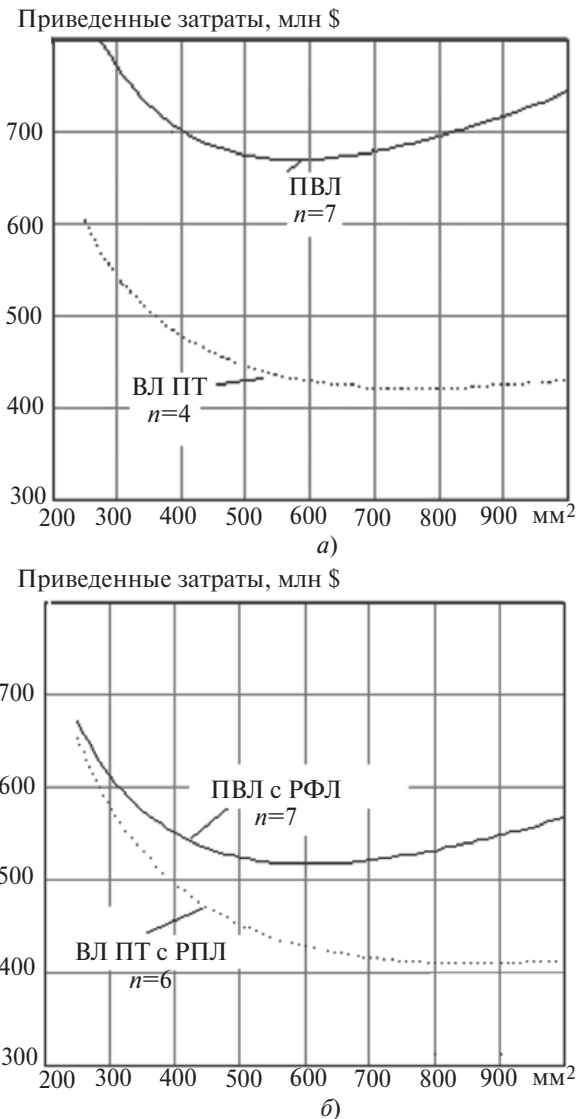


Рис. 6. Приведенные затраты для линии в зависимости от сечения отдельной составляющей фазы или полюса ( $C_0 = 79 \text{ $/}$ ): а – двухцепная линия; б – одноцепная

ной электроэнергии;  $D_{\text{ПС}}$  – годовые потери электроэнергии на ПС.

В статье принимается  $e_{\text{ПС}} = 0,02$ , как и для линии.

**Экономические показатели ПС ПТ.** Согласно [8] следующее соотношение используется для определения стоимости преобразовательных ПС:

$$K_{\text{ПС}} = 1,5A^B P^C, \text{ млн \$}, \quad (8)$$

где  $A, B, C$  – параметры, зависящие от мощности преобразовательной ПС;  $U$  – напряжение полюса, кВ;  $P$  – установленная мощность преобразовательной ПС, МВт; 1,5 – коэффициент, учитывающий налоги в Бразилии.

Для мощностей ПС в пределах 4000 МВт рекомендуется принять:  $A = 0,698, B = 0,317, C = 0,577$ , а для мощностей выше вплоть до 6000 МВт:  $A = 0,154, B = 0,244, C = 0,814$ .

Потери электроэнергии на преобразовательных ПС оцениваются как 1,5% передаваемой электроэнергии за год (для обеих подстанций).

**Экономические показатели ПС переменного тока.** Для определения стоимости ПС переменного тока используется соотношение

$$K_{\text{ПС}} = 1,5[(n_{\text{АТ}} + 2/3)K_{\text{АТ}} + K_{\text{РУ}}], \quad (9)$$

где  $n_{\text{АТ}}$  – число однофазных групп автотрансформаторов напряжением 500/УВН кВ и мощностью 3000 МВА на отправной и приемной ПС; 2/3 – величина, учитывающая стоимость резервных однофазных автотрансформаторов;  $K_{\text{АТ}}$  – стоимость группы однофазных автотрансформаторов;  $K_{\text{РУ}}$  – стоимость распределительных устройств для подстанций; 1,5 – коэффициент, учитывающий налоги в Бразилии.

Стоимость группы однофазных автотрансформаторов УВН можно оценить как

$$K_{\text{АТ}} = K_{\text{АТбаз}} \frac{U_{\text{баз}}^{0,8}}{U_{\text{баз}}^3} \frac{S_{\text{АТ}}^{0,75}}{S_{\text{АТбаз}}^3}$$

где  $K_{\text{АТбаз}}$  – стоимость базового автотрансформатора напряжением  $U_{\text{баз}}$  и номинальной мощностью  $S_{\text{АТбаз}}$ ;  $U, S_{\text{АТ}}$  – номинальные напряжение и мощность для рассматриваемого автотрансформатора.

Взяв в качестве базовой единицы автотрансформатор с параметрами 500/765 кВ, 1250 МВА и стоимостью 15,9 млн \$ [10], найдем, что стоимость автотрансформаторов напряжением 1000 и 1150 кВ, номинальной мощностью 3000 МВА составит 38 и 42,5 млн \$ соответственно.

По данным [6] стоимость РУ для полуторной схемы, включающей 12 выключателей, оценивается в 220 млн \$ при напряжении 1000 кВ. Для схемы автотрансформатор – шины (рис. 2), предложенной в этой статье, число выключателей снижается более чем в 2 раза; то же самое справедливо для треугольной схемы. Следовательно, стоимость РУ для этих схем снизится по крайней мере в 2 раза по сравнению с полуторной схемой с 12 выключателями.

**Технико-экономическое сравнение ПЭП и ППТ.** В табл. 2 и 3 даны технико-экономические показатели четырех вариантов электропередач.

Из табл. 2 и 3 следует, что вариант ПЭП (РФЛ) требует инвестиций на 25% (0,89 млрд \$) меньше, чем вариант 2' ППТ. Варианты 2' ПЭП и ППТ (РПЛ) дают значительно меньший эффект: 5% для 2' ПЭП и 7% для ППТ (РПЛ).

Для вариантов электропередач переменного тока наибольшие инвестиционные приведенные затраты относятся к ВЛ, а для вариантов постоянного тока – к ПС. Наибольшая стоимость потерь имеет место в вариантах переменного тока, особен-

Таблица 2

Электропередача		Технические показатели				
		Номинальное напряжения, ВЛ, кВ	Тип схемы	Конструкция фазы (полюса)	Волновое сопротивление, Ом	Напряженность на ВЛ, кВ/см
ПЭП	2' ПЭП	1100	Рис. 1,б	7' 564	220	18,7
	ПЭП (РФЛ)	1150	Рис. 2	7' 604	240	18,5
ППТ	2' ППТ	800	Рис. 1,а	4' 900	—	26,5
	ППТ (РПЛ)	800	Рис. 3	6' 900	—	20,5

Таблица 3

Электропередача		Экономические показатели										
		Инвестиции				Инвестиционные приведенные затраты, млн \$/год		Стоимость потерь, млн \$				Полные приведенные затраты, млн \$/год/%
		в линию		в ПС, млрд \$	полные, млрд \$/%**	ВЛ	ПС	ВЛ		ПС	Всего	
		млн \$/км	млрд \$					нагрев	корона			
ПЭП	2' ПЭП	0,59	2,95*	0,46	3,41/95	40,95	63,6	280,1	2,8	11,5	274,4	747,5/110
	ПЭП (РФЛ)	0,89	2,23	0,49	2,72/75	310,0	67,7	210,0	7,5	11,5	229,0	606,7/90
ППТ	2' ППТ	0,42	2,10*	1,51	3,61/100	291,4	209,4	96,8	35,0	43,3	175,1	676,4/100
	ППТ (РПЛ)	0,78	1,94	1,40	3,34/93	270,0	195,2	129,1	11,2	43,3	183,6	648,8/96

\* Значение инвестиций для двух линий.

\*\* % по отношению к варианту 2' ППТ.

но для 2' ПЭП. Определяющие оптимальный вариант полные приведенные затраты относятся к ПЭП (РФЛ), для которого полные приведенные затраты на 10% меньше, чем для 2' ППТ. Существенное влияние на соотношение полных приведенных затрат в вариантах переменного и постоянного тока оказывает удельная стоимость потерь, которая в статье, как и в [6], принималась равной 79 \$/МВт·ч. При оценке удельной стоимости потерь, используемой в статье, принималось условие, что тепловая станция создается в центре нагрузки для покрытия потерь. Однако можно рассматривать и другой подход, когда потери компенсируются за счет ГЭС, мощность которых передается через сравниваемые ЭП. В этом случае удельная стоимость потерь снижается более чем в два раза. Зависимость приведенных затрат от удельной стоимости потерь для различных вариантов относительно варианта 2' ППТ показана на рис. 7. Уменьшение удельной стоимости потерь ведет к дальнейшему повышению эффективности вариантов на переменном токе и особенно варианта ПЭП (РФЛ) по сравнению с 2' ППТ, а также и по отношению к ППТ (РПЛ).

Приведенные затраты, %

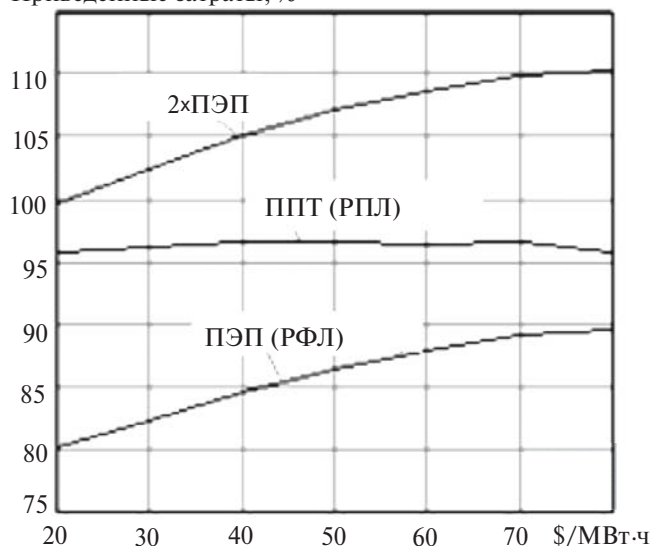


Рис. 7. Соотношение приведенных затрат в зависимости от стоимости потерь электроэнергетики

**Выводы.** 1. Передача электроэнергии на сверхдальние расстояния возможна с помощью электропередач (ЭП) как переменного, так и постоянного тока УВН. Особое внимание должно уделяться надежности этих ЭП. Использование двухцепных ППТ позволяет удовлетворить критерий  $N-1$  только по условию режимной надёжности. В случае двухцепных ПЭП критерий  $N-1$  удовлетворяется

как по условию режимной, так и балансовой надёжности.

2. При решении проблемы сверхдального транспорта электроэнергии целесообразно по экономическим и экологическим соображениям использовать одноцепные ЭП вместо двухцепных. В этом случае требуемый уровень надёжности согласно критерию  $N-1$  удовлетворяется для одноцепной ПЭП с резервной фазой по условиям режимной и балансовой надёжности. Что касается одноцепной ППТ с резервным полюсом, то удовлетворить критерий  $N-1$  удастся лишь по условию режимной надёжности.

3. Экономическое сопоставление вариантов на постоянном и переменном токе при передаче 6000 МВт на расстояние 2500 км показало, что в варианте ПЭП с резервной фазой линии инвестиции на 18–25% (0,62–0,89 млрд \$) меньше, чем для вариантов ППТ с резервным полюсом и двухцепной ППТ соответственно, а приведенные затраты на 7–10% ниже.

4. В результате систематических исследований в области ПЭП, проведенных в России и Бразилии, предложены экономичные и надёжные схемы и обоснованы технико-экономические параметры ПЭП. Комплексные испытания ПЭП в 1967 г. в сети 500 кВ ЕЭС СССР подтвердили работоспособность таких ЭП.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зильберман С.М., Самородов Г.И. Сверхдальные электропередачи полуволнового типа.—Новосибирск: Новосиб. гос. акад. вод. трансп., 2010, 327 с.
2. Gomes Leandro F., da Silva Luiz C.P., Tavares Maria C. Half-wavelength transmission lines for connecting power plants in Amazon Region to the Brazilian System. — IEEE Powertech 2013 Conference, Grenoble (France), 16–20 June 2013.
3. Вершков В.А., Нахапетян К.Т., Ольшевский О.В., Совалов С.А., Фотин В.П., Щербаков В.К. Комплексные испытания полуволновой электропередачи в сети 500 кВ ЕЭС европейской части СССР. — Электричество, 1968, №8, с. 10–16.
4. Song Yunting, Fan Bing, Bai Yunxiao, Qin Xiaohui, Zhang Zhiqiang. Reliability and Economic Analyses of UHV half-Wavelength AC Transmission. — Power System Technology, Sep. 2011, vol.35, No. 9, pp. 1–9.
5. Portela C., Silva J., Alvim M. Non-Conventional AC Solutions Adequate for Very Long Distance Transmission — An Alternative for the Amazon Transmission Beijing (China), 18–21 July 2007.
6. Dos Santos M. L., Jardini J. A., Casolari R. P., Vasquez-Arnez R. L., Saiki G. Y., Sousa T., Nicola G. L.C. Power

Transmission Over Long Distances: Economic Comparison Between HVDC and Half-Wavelength Line.— IEEE Transactions on Power Delivery, April 2014, vol.29, No. 2, pp. 502–509.

7. Billinton R. and Allan R. Reliability Evaluation of Power System/Second edition. New York and London: Plenum Press, 1996.

8. CIGRE Joint Working Group B2/B4/C1.17, Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects. — CIGRE Brochure 388, Aug. 2009.

9. Красильникова Т.Г. Универсальный подход к минимизации потерь активной мощности в линиях сверхвысокого напряжения. — Электричество, 2011, № 3, с. 13–19.

10. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. — М.: ЭНАС, 2012.

[12.05.15]

*Авторы: Зильберман Самуил Моисеевич окончил в 1968 г. электроэнергетический факультет Красноярского политехнического института. В 2009 г. защитил докторскую диссертацию «Методические и практические вопросы полуволновой технологии передачи электроэнергии». Генеральный директор МЭС Сибири.*

*Кандаков Семен Александрович окончил в 2006 г. энергетический факультет Новосибирского государственного технического университета (НГТУ). В 2007 г. защитил кандидатскую диссертацию «Исследование и разработка математических моделей силового электрооборудования, повышающих достоверность анализа его эксплуатационной надежности и электромагнитной совместимости с биосферой». Директор филиала ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» — СибНИИЭ.*

*Красильникова Татьяна Гермоновна окончила в 1987 г. электроэнергетический факультет Новосибирского электротехнического института (НЭТИ). В 2013 г. защитила докторскую диссертацию «Разработка четырехфазной технологии передачи электроэнергии на дальние расстояния». Профессор НГТУ.*

*Самородов Герман Иванович окончил в 1963 г. электроэнергетический факультет НЭТИ. В 1990 г. защитил докторскую диссертацию «Оптимизация схем и параметров дальних и сверхдальних электропередач переменного тока». Научный руководитель отдела новых технологий филиала ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» — СибНИИЭ.*

*Таверес Мария Кристина окончила в 1984 г. Федеральное государственное высшее учебное заведение Рио-де-Жанейро. В 1998 г. присуждена степень доктора наук. Профессор Государственного университета г. Кампинес (Бразилия).*



## Technical-Economic Comparison of Extra-Long-Distance AC and DC Power Transmission Lines Under the Conditions of Brazil

**ZIL'BERMAN Samuil Moiseyevich** (*Siberia Interregional Energy System, Krasnoyarsk, Russia*) – Director General, Dr. Sci. (Eng.)

**KANDAKOV Simon Aleksandrovich** (*Branch of the JSC «Scientific and Technical Centre of the Federal Grid Company of Unified Energy System» (SibNIE), Novosibirsk, Russia*) – Director, Cand. Sci. (Eng.)

**KRASIL'NIKOVA Tat'yana Germanovna** (*Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia*) – Professor, Dr. Sci. (Eng.)

**SAMORODOV German Ivanovich** (*Department at the SibNIE, Novosibirsk, Russia*) – Supervisor of Studies, Dr. Sci. (Eng.)

**TAVERES Maria Cristina** (*Campines State University, Campines, Brasil*) – Professor, Dr. Sci. (Eng.)

*With the modern level achieved in the development of electric power transmission techniques, the problem of extra-long-distance transport can be solved using both AC and DC ultrahigh-voltage power transmission lines (PTLs). In case of using AC power transmission lines, this problem has two fundamentally different solutions. The first alternative implies the use of compensated PTLs, which include end substations and reactive power devices installed at the end and intermediate points of the line. The second alternative is based on using half-wave power transmission lines (HWPTLs), which feature a simple configuration that includes only end substations and an HWPTL. A technical-economic comparison between an HWPTL and HVDC ensuring transmission of 6000 MW power flow to a distance of 2500 km is given. The considered power transmission configurations comply with the N-1 reliability criterion in case of most probable single-phase or single-pole faults. An assessment of the technical-economic indicators of extra-long-distance power lines is given as applied to the conditions of Brazil.*

**Key words:** *half-wave power line, DC power line, ultrahigh voltages, N-1 reliability criterion, technical-economic indicators, investment, reduced costs*

### REFERENCES

1. **Zil'berman S.M., Samorodov G.I.** *Sverkhdal'niye elektroperedachi poluvolnovogo tipa* (Ultra-long power transmission half-wave type). Novosibirsk, Publ. Novosibirsk State Academy of Water Resources. 2010, 327 p.
2. **Gomes Leandro F., da Silva Luiz C.P., Tavares Maria C.** Half-wavelength transmission lines for connecting power plants in Amazon Region to the Brazilian System. — IEEE Powertech 2013 Conference, Grenoble (France), 16–20 June.
3. **Vershkov V.A., Nakhapetyan K.T., Ol'shevskii O.V., Sovalov S.A., Fotin V.P., Shcherbakov V.K.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 1968, No. 8, pp. 10–16.
4. **Song Yunting, Fan Bing, Bai Yunxiao, Qin Xiaohui, Zhang Zhiqiang.** Reliability and Economic Analyses of UHV half-Wavelength AC Transmission. — Power System Technology, Sep. 2011, vol.35, No. 9, pp. 1–9.
5. **Portela C., Silva J., Alvim M.** Non-Conventional AC Solutions Adequate for Very Long Distance Transmission – An Alternative for the Amazon Transmission Beijing (China), 18–21 July 2007.
6. **Dos Santos M. L., Jardini J. A., Casolari R. P., Vasquez-Arnez R. L., Saiki G. Y., Sousa T., Nicola G. L.C.** Power Transmission Over Long Distances: Economic Comparison Between HVDC and Half-Wavelength Line.— IEEE Transactions on Power Delivery, April 2014, vol.29, No. 2, pp. 502–509.
7. **Billinton R. and Allan R.** Reliability Evaluation of Power System/Second edition. New York and London: Plenum Press, 1996.
8. **CIGRE Joint Working Group B2/B4/C1.17,** Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects. — CIGRE Brochure 388, Aug. 2009.
9. **Krasil'nikova T.G.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2011, No. 3, pp. 13–19.
10. **Spravochnik po proektirovaniyu elektroenergeticheskikh setei/Pod redaktsiyey D.L. Faibisovicha. 4-ye izd.** (Guide to the design of the electricity networks. 4th Edit./Edit. by D.L. Faibisovich, Moscow, Publ. ENAS, 2012.