

Технико-экономические преимущества использования воздушной линии Итат–Экибастуз–Челябинск (в габаритах 1150 кВ) в составе полуволновой электропередачи Итат–Челябинск¹

ЗИЛЬБЕРМАН С.М., КРАСИЛЬНИКОВА Т.Г., ПОТАПЕНКО А.М., САМОРОДОВ Г.И.

Рассмотрены варианты увеличения пропускной способности сети Сибирь–Урал до 2800 МВт на первом этапе и до 4000 МВт на втором. В первом варианте предлагается преобразовать ВЛ Итат–Экибастуз–Челябинск (в габаритах 1150 кВ) в полуволновую электропередачу (ПЭП) 500 кВ Итат–Челябинск с передачей на первом этапе по ней 2000 МВт и 800 МВт по шунтирующей сети 500 кВ. На втором этапе ПЭП переводится на напряжение 750 кВ с передачей 3000 МВт по ней и 1000 МВт по шунтирующей сети. В качестве альтернативных вариантов рассматриваются: перевод ВЛ Итат–Экибастуз–Челябинск на номинальное напряжение 1150 кВ по компенсированной схеме и установка статических тиристорных компенсаторов (СТК) в промежуточных пунктах сети 500 кВ (при работе на напряжении 500 кВ ВЛ Итат–Экибастуз–Челябинск). Проведено технико-экономическое сопоставление альтернативных вариантов с учетом усовершенствованных технических решений для связи ПЭП с шунтирующей сетью.

Ключевые слова: полуволновая электропередача, управляемый реактор, шунтирующая сеть, компенсированная электропередача, потери активной мощности, технико-экономическое сопоставление

Решению проблемы повышения пропускной способности электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала придается особое значение, так как это позволяет во многих отношениях повысить эффективность работы этих энергосистем. В [1] было показано, что наиболее эффективное решение этой проблемы состоит в использовании ВЛ Итат–Экибастуз–Челябинск (в габаритах 1150 кВ) в составе полуволновой электропередачи (ПЭП) Итат–Челябинск. В [1] всё внимание было уделено самой ПЭП с доведением её пропускной способности до 3000 МВт без анализа её совместной работы с шунтирующей сетью (ШС) 500 кВ. Однако рассмотрение совместной работы ПЭП и ШС позволяет выявить ещё одно преимущество такой схемы, заключающееся в существенном снижении потерь активной мощности в сети 500 кВ между Сибирью и Уралом.

В настоящее время три цепи 500 кВ в сечении Сибирь–Урал (рис. 1) загружаются пропорционально их натуральным мощностям, что не соответствует оптимальному распределению потоков активной мощности между ними с точки зрения потерь активной мощности. Линия в габаритах 1150 кВ имеет сечение $8 \times \text{АС-330} \text{ мм}^2$, что почти в 3 раза больше сечения линий 500 кВ ($3 \times \text{АС-300} \text{ мм}^2$), и по условию минимизации потерь в сети эта линия должна была бы загружаться в большей степени, чем это имеет место.

Использование ВЛ Итат–Экибастуз–Челябинск в составе ПЭП Итат–Челябинск позволяет оптимальным образом распределить потоки активной мощности между ПЭП и ШС 500 кВ и тем самым минимизировать потери активной мощности в сети между Сибирью и Уралом.

В статье рассмотрены технико-экономические преимущества совместной работы ПЭП Итат–Челябинск с шунтирующей сетью 500 кВ с учетом усовершенствованных технических решений для связи ПЭП с ШС.

ПЭП 500 кВ Итат–Челябинск (первый этап) и преимущества её использования. На рис. 2. показаны варианты схемы ПЭП 500 кВ применительно к задаче повышения пропускной способности ПЭП Итат–Челябинск до 2000 МВт. Для создания полуволновых режимов осуществляется настройка линии до полуволновой длины с помощью настраиваемых реакторов (НР), установленных на каждом конце линии. Наиболее целесообразно иметь сопротивление каждого реактора 66 Ом, а номинальный ток 2,3 кА. Для связи ПЭП с ШС в [1] предлагается использовать фазорегулирующее устройство, состоящее из последовательно соединённых автотрансформатора продольного регулирования и трансформатора поперечного регулирования проходной мощностью 1000 МВА и диапазоном поперечного регулирования $\pm 60^\circ$. Однако проблему связи ПЭП с ШС можно решить технически более простым путём.

В [2] предложено устройство для подключения полуволновой электропередачи к шунтирующей

¹ В порядке обсуждения. *Ред.*

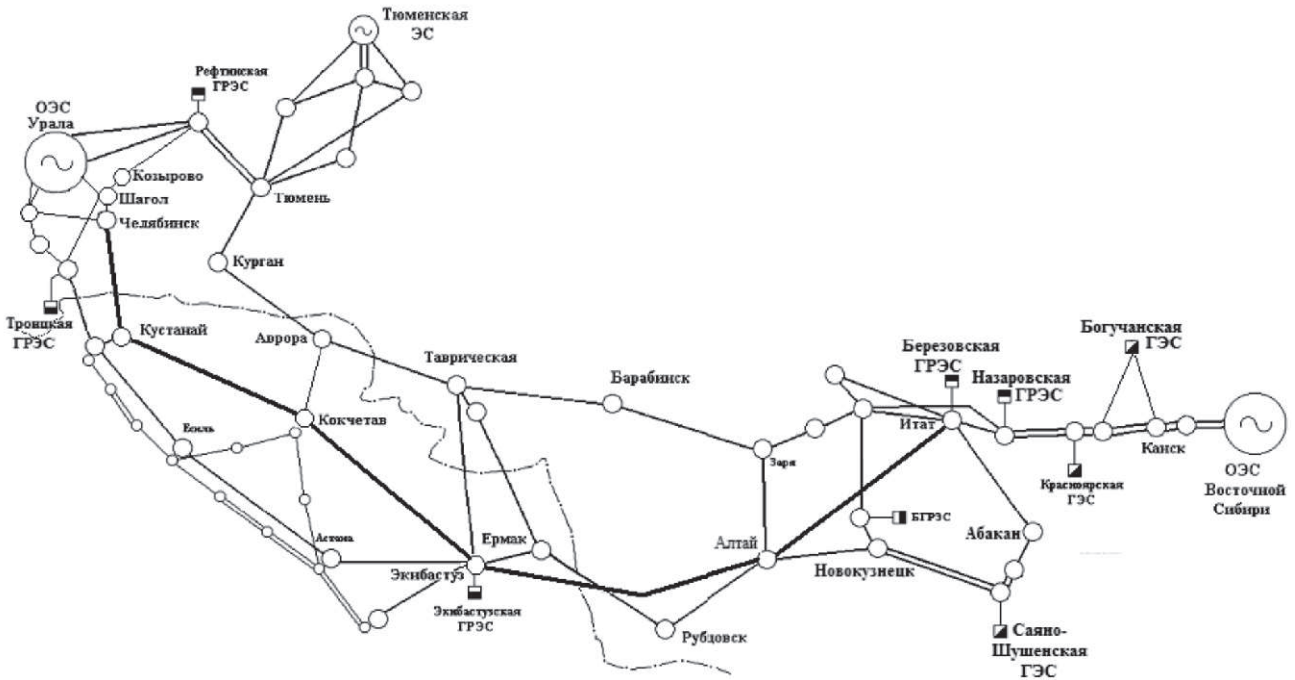


Рис. 1. Схема основной электрической сети Сибирь–Урал: — ВЛ 220 кВ; — ВЛ 500 кВ; — ВЛ в габаритах 1150 кВ; о — ПС 220 кВ; о — ПС 500 кВ

сети переменного тока, содержащее трансформатор связи с группой соединения обмоток $Y/Y-6$ и соединённый последовательно с ним управляемый реактор. Это устройство выполняет функции требуемого распределения потоков мощности между полуволновой электропередачей и шунтирующей сетью за счет изменения сопротивления управляемого реактора.

Если ориентироваться на связь ПЭП с ШС на напряжении 500 кВ, как это показано на рис. 2,а,

то потребуется разработка трансформатора связи с напряжением на обоих концах 500 кВ. Однако можно пойти другим путём, осуществляя связь ПЭП с ШС через шины генераторного напряжения 24 кВ (рис. 2,б). В этом случае используются стандартные трансформаторы напряжением 500/24 кВ мощностью 1000 МВА с группой соединения обмоток $Y/\Delta-11$, а также их версия с измененной группой соединения обмоток $Y/Y-6$. В стоимостном отношении эти варианты связи практически рав-

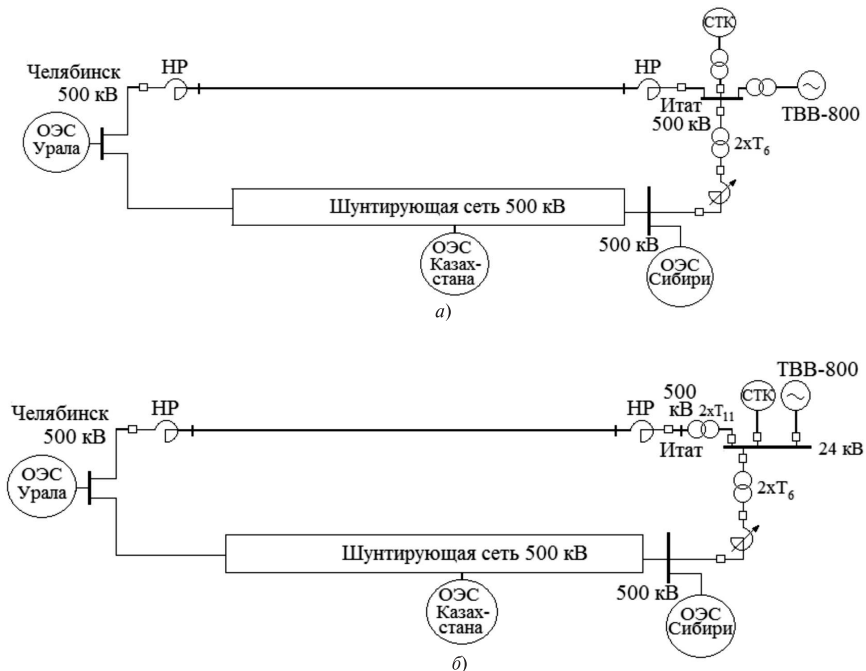


Рис. 2. Схема ПЭП 500 кВ Итат – Челябинск с примыканием к ШС 500 кВ: а – связь ПЭП с ШС на напряжении 500 кВ; б – связь ПЭП с ШС на генераторном напряжении 24 кВ

ноценны. Однако вариант связи через напряжение 24 кВ в техническом отношении более привлекателен, так как не требует разработки нестандартных трансформаторов. Более того, в качестве управляемого реактора можно использовать настраивающие реакторы, осуществляя изменение их сопротивления с помощью тиристорной схемы управления. Таким образом, для реализации полуволновых режимов потребуется создать лишь один тип нестандартного оборудования — настраивающие реакторы на напряжение 500 кВ.

Как показал анализ совместной работы ПЭП с ШС, для обеспечения необходимого баланса реактивной мощности на отправном конце ПЭП необходима установка СТК мощностью порядка 400 Мвар.

Повышение напряжения в средней части полуволновой линии является одним из ограничивающих факторов её максимальной передаваемой мощности. Напряжение в средней части полуволновой линии пропорционально передаваемой мощности и в режиме передачи натуральной мощности почти не отличается от напряжений в конечных пунктах линии. Поскольку значение натуральной мощности линии при напряжении 500 кВ равно 1000 МВт, то при передаче мощности 2000 МВт напряжение в средней части линии увеличится примерно в 2 раза, что с некоторым запасом допустимо для ВЛ класса 1150 кВ. На рис. 3 приведено распределение напряжения вдоль полуволновой линии 500 кВ в режиме передачи мощности 2000 МВт.

Для описания совместной работы ПЭП и шунтирующей сети воспользуемся фазовым уравнением [3], согласно которому сумма фазовых сдвигов на отдельных элементах замкнутого контура равна нулю:

$$\delta_{\text{пэп}} + \delta_{\text{ш.с}} + \delta_{\text{в.с}} = 0, \quad (1)$$

где $\delta_{\text{пэп}}$ — фазовый сдвиг между напряжениями по концам ПЭП, включая фазовый сдвиг на 30° , соз-

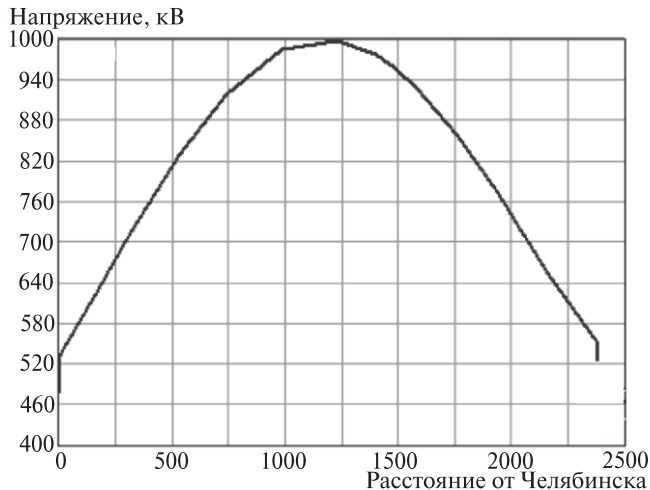


Рис. 3. Распределение напряжений вдоль линии 500 кВ Итат—Челябинск в режиме передачи 2000 МВт из Сибири

даваемый трансформатором с группой соединения обмоток $Y/\Delta-11$; $\delta_{\text{ш.с}}$ — фазовый сдвиг между напряжениями в конечных точках шунтирующей сети; $\delta_{\text{в.с}}$ — фазовый сдвиг между напряжениями по концам ветви связи, включая фазовый сдвиг на 180° , создаваемый трансформатором связи с группой соединения обмоток $Y/Y-6$.

Фазовый сдвиг между напряжениями в конечных точках некоторого i -го участка определяется по угловой характеристике:

$$\delta_i = \arcsin \frac{P_i}{P_{\text{max}i}},$$

где P_i , $P_{\text{max}i}$ — передаваемая мощность и максимум угловой характеристики соответственно.

Если в исходном режиме угол поворота вектора напряжения на i -м участке характеризуется величиной δ_{i0} , то в новом установившемся режиме, возникшем в результате каких-либо изменений в исходной схеме, угол поворота вектора напряжения на i -м участке, параметры которого остаются неизменными, можно представить в следующем виде:

$$\delta_i = \delta_{i0} + \Pi_i \Delta P_i, \quad (2)$$

где ΔP_i — изменение активной мощности по отношению к исходному режиму; $\Pi_i = \frac{1}{P_{\text{max}i} \cos \delta_{i0}} = \frac{X_i}{U_{ni} U_{ni} \cos \delta_{i0}}$ — угловой коэффициент, харак-

теризующий изменение угла между векторами напряжения по концам участка на единицу передаваемой мощности и имеющий размерность ед.угла/ед.мощности; X_i — взаимное реактивное сопротивление i -го участка.

В общем случае при обходе контура ПЭП—шунтирующая сеть — ветвь связи против часовой стрелки имеем (при направленности потока мощности из Сибири на Урал):

$$\delta_{\text{пэп}} = 180^\circ + 30^\circ + \Pi_{\text{пэп}} P_{\text{пэп}}; \quad \delta_{\text{ш.с}} = -\Pi_{\text{ш.с}} P_{\text{ш.с}}; \\ \delta_{\text{в.с}} = 180^\circ + \Pi_{\text{в.с}} P_{\text{в.с}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{пэп}}$, $P_{\text{ш.с}}$, $P_{\text{в.с}}$, $\Pi_{\text{пэп}}$, $\Pi_{\text{ш.с}}$, $P_{\text{в.с}}$ — потоки активной мощности и коэффициенты углового сдвига векторов напряжения для ПЭП, шунтирующей сети и ветви связи соответственно.

Для полуволновых и настроенных на полуволну электропередач угловой коэффициент, характеризующий поворот вектора напряжения между точками примыкания ПЭП к шунтирующей сети, равен нулю, если между этими точками укладывается ровно полволны, либо несколько превышает нулевое значение, находясь в пределах $0 \leq \Pi_{\text{пэп}} \leq 5$ град./ГВт. Коэффициент углового сдвига для ШС зависит от ее протяженности, а также

степени разветвленности на отдельных участках и применительно к рассматриваемому варианту сети между Сибирью и Уралом находится в пределах $70 \leq \Pi_{ш.с} \leq 90$ град./ГВт. Коэффициент углового сдвига для ветви связи будет меняться в зависимости от сопротивления управляемого реактора так, чтобы обеспечить оптимальное распределение потоков мощности между ПЭП и ШС.

Считая, что выдача мощности осуществляется со стороны ОЭС Сибири и на генераторном напряжении, имеем:

$$P_{\Gamma} = P_{пэп} - P_{в.с}; \quad P_{с} = P_{ш.с} + P_{в.с}, \quad (4)$$

где P_{Γ} – мощность, выдаваемая на генераторном напряжении; $P_{с}$ – мощность, выдаваемая со стороны ОЭС Сибири.

После подстановки (3) в фазовое уравнение (1) и учитывая (4), получим выражение для определения потоков мощности в ПЭП и ШС:

$$P_{пэп} = \frac{1}{\Pi_{\Sigma}} [\Pi_{ш.с} P_{с} + (\Pi_{ш.с} + \Pi_{в.с}) P_{\Gamma} - 30^{\circ}]; \quad (5)$$

$$P_{ш.с} = \frac{1}{\Pi_{\Sigma}} [(\Pi_{пэп} + \Pi_{в.с}) P_{с} + \Pi_{пэп} P_{\Gamma} + 30^{\circ}],$$

где $\Pi_{\Sigma} = \Pi_{пэп} + \Pi_{ш.с} + \Pi_{в.с}$ – суммарный коэффициент углового сдвига для контура ПЭП – шунтирующая сеть – ветвь связи.

На рис. 4 показано изменение доли мощности, передаваемой по ПЭП,

$$\alpha = \frac{P_{пэп}}{P_{с} + P_{\Gamma}} = \frac{P_{пэп}}{P_{\Sigma}} \quad (6)$$

в зависимости от сопротивления управляемого реактора, установленного в ветви связи.

Как показывают расчеты, необходимое максимальное сопротивление управляемого реактора определяется режимами малых нагрузок сети Сибирь–Урал и оценивается значением порядка 130 Ом. Тогда в диапазоне регулирования управляемого реактора $X_{у.р} = 0 \div 130$ Ом коэффициент α , опре-

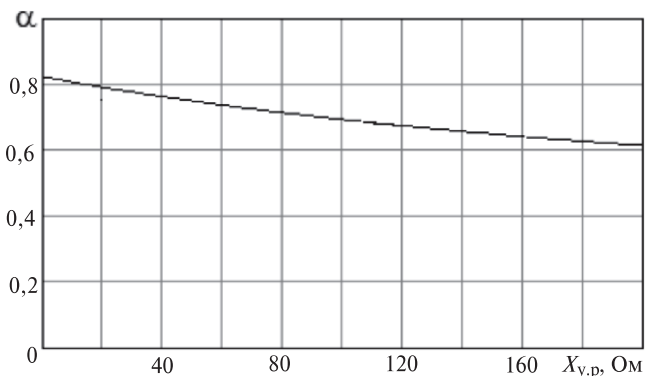


Рис. 4. Зависимость доли мощности, передаваемой по ПЭП, от сопротивления управляемого реактора

деляющий долю загрузки ПЭП, будет меняться в диапазоне от 0,7 до 0,8.

Далее найдем оптимальный диапазон изменения коэффициента α , который определяется условием минимума потерь мощности в сети, включая ШС и ПЭП:

$$\Delta P_{\Sigma} = (1 - \eta_{ш.с}) P_{ш.с} + (1 - \eta_{пэп}) P_{пэп} = [1 - (1 - \alpha) \eta_{ш.с} - \alpha \eta_{пэп}] P_{\Sigma} \rightarrow \min. \quad (7)$$

В достаточно широком диапазоне передаваемой мощности КПД для ПЭП остается практически постоянным и равным $\eta_{пэп} \approx 0,9$. Что касается КПД для ШС, то по мере её загрузки он снижается практически линейно, что можно аппроксимировать следующим выражением:

$$\eta_{ш.с} \approx 1 - 0,13 \cdot 10^{-3} (1 - \alpha) P_{\Sigma}. \quad (8)$$

Приведенная на рис. 5 зависимость суммарных потерь мощности от коэффициента α показывает, что оптимальная зона составляет $\alpha_{опт} \approx 0,7 \div 0,9$ и, соответственно, диапазон $\alpha \approx 0,7 \div 0,8$, обеспечиваемый управляемым реактором, находится в оптимальной зоне.

Загрузка ШС, обеспечивающая оптимальность режимов, должна составлять

$$P_{ш.с} = \frac{1 - \alpha_{опт}}{\alpha_{опт}} P_{пэп}. \quad (9)$$

На рис. 6 выделен реализуемый оптимальный диапазон, в котором загрузка ШС находится в пределах 500–800 МВт при передаче по ПЭП 2000 МВт. При этом суммарная загрузка сети составит 2500–2800 МВт.

Оценим технико-экономические преимущества использования ВЛ Итат–Экибастуз–Челябинск в составе ПЭП Итат–Челябинск при передаче 2800 МВт из Сибири на Урал (из которых 2000 МВт передается по ПЭП) при сопоставлении этого варианта с альтернативными вариантами. В качестве первого альтернативного варианта рассматривается перевод

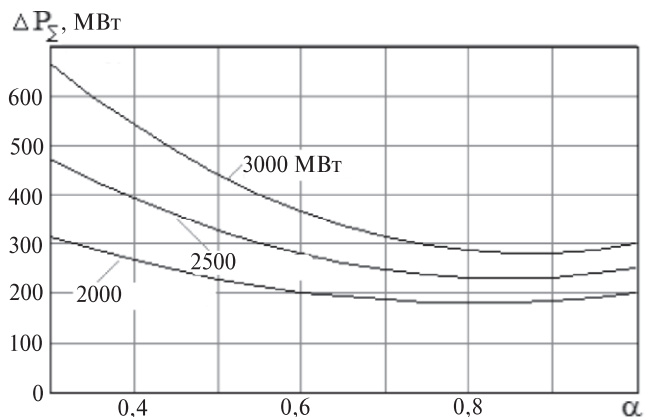


Рис. 5. Оптимизация потерь активной мощности в сети 500 кВ Сибирь–Урал

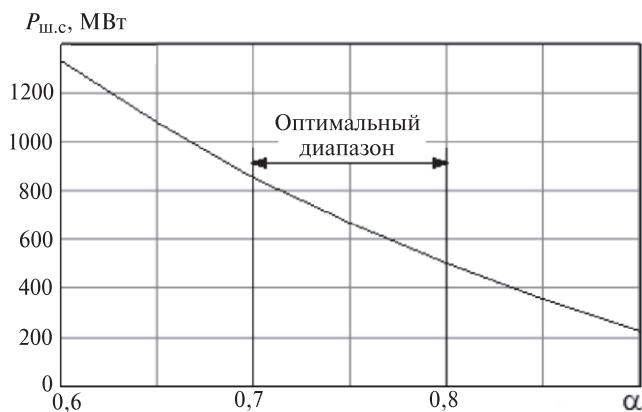


Рис. 6. Оптимальный диапазон загрузки ШС 500 кВ при передаче по ПЭП 2000 МВт

ВЛ Итат–Экибастуз–Челябинск на номинальное напряжение 1150 кВ по компенсированной схеме (КЭП) [1]. Во втором варианте пропускная способность на уровне 2800 МВт достигается путем установки статических тиристорных компенсаторов (СТК) в промежуточных пунктах сети 500 кВ (при работе на напряжении 500 кВ ВЛ Итат–Экибастуз–Челябинск). Загрузка цепей в этом варианте будет близка к их натуральной мощности. Требуемая мощность СТК определяется исходя из предельного режима по статической устойчивости. В узлах Итата, Экибастуза и Челябинска потребность в реактивной может быть покрыта за счет имеющихся генерирующих источников. С учетом этого потребуется установка СТК ориентировочно в пяти пунктах для каждой цепи при выдаваемой суммарной реактивной мощности всех СТК порядка 2400 Мвар.

При сопоставлении технико-экономических показателей ограничимся оценкой капитальных затрат и потерь активной мощности при передаче расчётной мощности 2800 МВт. Капиталовложения рассчитывались в базовых ценах 2000 г. по данным [4] с последующим пересчетом в цены 2010 г. с индексом пересчета цен – 5,4. В составе капитальных затрат для реализации рассмотренных ранее вариантов выделена стоимость подстанций (ПС) и стоимость устройств реактивной мощности (УРМ), под которыми в общем случае понимаются шунтирующие и настраиваемые реакторы, СТК и управляемый реактор в ветви связи:

$$K_{\text{ПС}} = \alpha_{\text{зон}} (K_{\text{П.з.евр}} + K_{\text{об.евр}});$$

$$K_{\text{УРМ}} = \alpha_{\text{зон}} K_{\text{УРМ.евр}},$$

где $K_{\text{П.з.евр}}$ – постоянные затраты при сооружении ПС в европейской части страны; $K_{\text{об.евр}}$ – стоимость основного оборудования, включая строительно-монтажные работы и прочие затраты, при сооружении ПС в европейской части страны; $\alpha_{\text{зон}}$ – зональный повышающий коэффициент, учитывающий район сооружения ПС; $K_{\text{УРМ.евр}}$ – стоимость устройств реактивной мощности при установке их в европейской части страны.

Повышающие зональные коэффициенты для условий Урала и Казахстана принимались 1,1, а для условий Сибири – 1,3. Стоимостные данные, отсутствующие в [4], принимались согласно [1] (стоимость управляемого реактора в ветви связи была принята равной 120 млн руб. в ценах 2000 г.).

Вариант электропередачи	Показатель			
	Потери мощности в сети 500 кВ Сибирь–Урал, МВт	Стоимость, млрд руб.		
		электропередачи в ценах 2010 г.	электростанции для покрытия избыточных потерь мощности	суммарная (в ценах 2010 г.)
При передаче 2800 МВт из Сибири на Урал (первый этап)				
ПЭП 500 кВ	285	8,4	0,3	8,7
КЭП 1150 кВ	275	53,7	–	53,7
СТК в промежуточных узлах сети 500 кВ	512	8,6	7,6	16,2
При передаче 4000 МВт из Сибири на Урал (второй этап – с включением стоимости первого этапа)				
ПЭП 500 кВ	420	25,6	0,4	26,0
КЭП 1150 кВ	407	62,2	–	62,2
СТК в промежуточных узлах 500 кВ	967	35,6	17,9	53,5

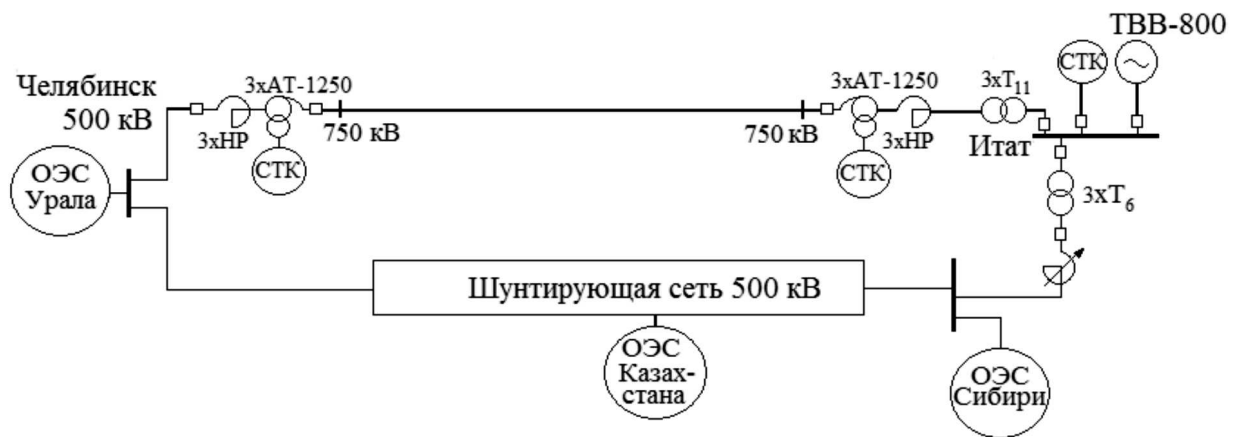


Рис. 7. Схема ПЭП 750 кВ Итат–Челябинск с примыканием к ШС 500 кВ

В таблице дано сравнение технико-экономических показателей ПЭП 500 кВ и упомянутых ранее альтернативных вариантов (первый этап).

Для обеспечения эквивалентности этих вариантов по доставляемой мощности на приемный конец необходимо создание дополнительной генерирующей мощности в ОЭС Урала, покрывающей разность потерь между этими вариантами. Если исходить из установки ПГУ с удельной стоимостью 32 тыс.руб./кВт в ценах 2010 г. для компенсации потерь мощности, то суммарная стоимость варианта с СТК в промежуточных узлах сети будет почти в 2 раза выше, чем стоимость варианта с ПЭП 500 кВ. Что касается варианта с КЭП 1150 кВ, то он является неконкурентоспособным из-за весьма значительных капитальных затрат.

Следует отметить, что в случае передачи суммарной мощности 2000 МВт, что соответствует пропускной способности сети Сибирь–Урал на современном этапе, потери мощности в варианте с использованием ПЭП снижаются почти на 40%.

ПЭП 750 кВ Итат–Челябинск (второй этап) и преимущества её использования. Схема ПЭП 750 кВ, показанная на рис. 7, является дальнейшим развитием схемы ПЭП 500 кВ и включает в свой состав по три АТ 750/500 кВ мощностью 1250 МВА на обоих концах электропередачи. На каждом из концов число настраивающих реакторов увеличивается до трёх, и они включаются последовательно с АТ. Схема самой ПЭП усиливается еще одним трансформатором напряжением 500/24 кВ мощностью 1000 МВА с группой соединения обмоток $Y/\Delta-11$, а ветвь связи дополняется таким же трансформатором, но с группой соединения обмоток $Y/Y-6$. Таким образом, пропускная способность ветви связи доводится до уровня 3000 МВт, что позволяет осуществлять реверсивные режимы работы в широком диапазоне.

Поскольку в режиме передачи мощности 4000 МВт существенно увеличивается потребление

реактивной мощности в самой ПЭП и ветви связи, то требуется установка СТК на шинах генераторного напряжения и на стороне третичных обмоток автотрансформаторов, соответственно, общей мощностью порядка 2000 Мвар.

На рис. 8 приведено распределение напряжения вдоль линии 750 кВ Итат–Челябинск в режиме передачи 3000 МВт. Как следует из рис. 8, существует ещё запас по напряжению, так как в средней части линии оно не достигает допустимого уровня 1200 кВ. Предел по допустимому напряжению в средней части линии достигается при передаче мощности 3600 МВт.

В таблице также показаны технико-экономические преимущества использования ВЛ Итат–Экибастуз – Челябинск в составе ПЭП Итат–Челябинск на втором этапе по сравнению с альтернативными вариантами, к которым, как и на первом этапе, относятся вариант перевода ВЛ Итат–Экибастуз–Челябинск на номинальное напряжение 1150 кВ по компенсированной схеме [1] и вариант установки СТК в промежуточных узлах сети. При

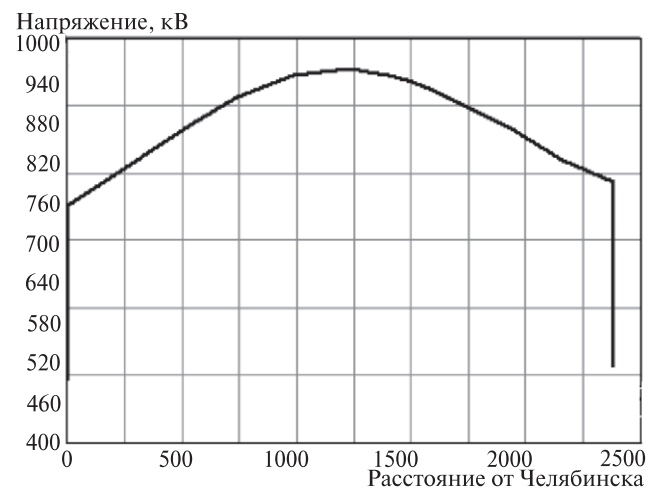


Рис. 8. Распределение напряжения вдоль линии 750 кВ Итат–Челябинск в режиме передачи 3000 МВт

этом в последнем варианте для обеспечения пропускной способности сети Сибирь—Урал на уровне 4000 МВт потребуется установка СТК суммарной мощностью порядка 10000 Мвар.

Как следует из таблицы, неоспоримое преимущество варианта с использованием ПЭП 750 кВ сохраняется и на втором этапе при передаче суммарной мощности 4000 МВт из Сибири на Урал. Стоимость варианта с использованием ПЭП 750 кВ более чем в 2 раза меньше по сравнению с альтернативными вариантами, которые по суммарной стоимости отличаются на втором этапе в существенно меньшей степени, чем на первом.

Выводы. 1. Проведенное технико-экономическое сопоставление альтернативных вариантов показало, что использование ВЛ Итат—Экибастуз—Челябинск (в габаритах 1150 кВ) в составе полуволновой электропередачи (ПЭП) Итат—Челябинск позволяет не только увеличить пропускную способность сети Сибирь—Урал до 2800 МВт на первом этапе и до 4000 МВт на втором, но и обеспечить оптимальное распределение потоков мощности между ПЭП и шунтирующей сетью 500 кВ, снизив потери активной мощности на 40—50% по сравнению с вариантом работы по существующей в настоящее время схеме, в которой создание сопоставимой пропускной способности обеспечивается за счет установки СТК в промежуточных узлах сети.

Вариант работы по компенсированной схеме на напряжении 1150 кВ также позволяет снижать потери мощности в сети. Однако это достигается за счет значительных капиталовложений, которые по сравнению с вариантом использования ПЭП оказываются на первом этапе в 6,4 раза, а на втором этапе в 2,4 раза выше.

2. Полуволновая электропередача Итат—Челябинск осуществляет функцию передачи транзитных потоков мощности между Сибирью и Уралом, а шунтирующая сеть, в состав которой входят две цепи 500 кВ, загружается транзитным перетоком лишь частично на 800 и 1000 МВт соответственно на первом и втором этапах, что существенно меньше загрузки этих цепей в существующей в настоящее время схеме при передаче максимальных потоков на уровне 2000 МВт. Таким образом, возможности шунтирующей сети для передачи локальных потоков мощности для питания нагрузки в промежуточных узлах в варианте с ПЭП повышаются по сравнению с вариантом работы по существующей схеме.

3. Предложенные варианты схемы ПЭП и связи её с шунтирующей сетью 500 кВ обеспечивают пе-

редачу реверсивных потоков мощности из Урала в Сибирь, и потребность в разработке нестандартного оборудования сводится лишь к созданию настраиваемого реактора на номинальное напряжение 500 кВ.

4. Создание на базе ВЛ Итат—Экибастуз—Челябинск (в габаритах 1150 кВ) ПЭП 500 кВ, работающей с повышением напряжения в средней части ВЛ до 1000 кВ и затем перевод её на 750 кВ, технически возможно в ближайшей перспективе до 2020 г. при относительно небольших капиталовложениях (8,4 млрд руб. на первом этапе и дополнительно 17,2 млрд руб. на втором этапе в ценах 2010 г.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бушуев В.В., Зильберман С.М., Красильникова Т.Г., Самородов Г.И. Пути увеличения пропускной способности воздушной линии Итат—Экибастуз—Челябинск. — *Электричество*, 2013, № 11, с. 2—8.

2. Патент РФ № 161646. Фазорегулирующее устройство для подключения полуволновой электропередачи к шунтирующей сети переменного тока/Т.Г. Красильникова, А.М. Потапенко, Г.И. Самородов. Оpubл. 11.04.2016.

3. Самородов Г.И. Фазовое уравнение и его использование для расчета потокораспределений в электрических системах, *Электричество*, 1985, № 9, с. 10—13.

4. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. — М.: ЭНАС, 2012, 380 с.

[25.05.16]

Авторы: Зильберман Самуил Моисеевич окончил электроэнергетический факультет Красноярского политехнического института в 1968 г. В 2009 г. защитил докторскую диссертацию «Методические и практические вопросы полуволновой технологии передачи электроэнергии». Советник председателя Правления ФСК ЕЭС.

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

Потапенко Антон Михайлович окончил в 2009 г. факультет энергетики НГТУ. Начальник сектора аттестации оборудования филиала ПАО «НТЦ ФСК ЕЭС» — СибНИИЭ.

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

The Technical and Economic Advantages of Using the Itat—Ekibastiz—Chelyabinsk Overhead Line (Made in the Dimensions of a 1150 kV Power Line) as Part of the Itat—Chelyabinsk Half-Wave Power Transmission System

ZIL'BERMAN Samuil Moiseyevich (*Federal Grid Company of Unified Energy System (FGC UES) Moscow, Russia*) – Advisor to the Chairman, Dr. Sci. (Eng.)

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

POTAPENKO Anton Mikhailovich (*Branch of PJSC «Scientific and Technical Centre of the Federal Grid Company of Unified Energy System» – Siberian Scientific Research Institute of Energy (Branch of PJSC «STC FGC UES» – SibSRIE), Novosibirsk, Russia*) – Head of the Department

SAMORODOV German Ivanovich (*Branch of PJSC «STC FGC UES», Novosibirsk, Russia*) – Scientific Head, Dr. Sci. (Eng.)

Possible versions of increasing the transmission capacity of the Siberia—Urals power grid to 2800 MW at the first stage and to 4000 MW at the second stage are considered. In the first version, it is proposed to convert the Itat—Ekibastuz—Chelyabinsk overhead power line (having the dimensions of a 1150 kV power line) into the Itat—Chelyabinsk 500 kV half-wave power line (HWPL) with transmitting 2000 MW via it and 800 MW via the parallel 500 kV network at the first stage. At the second stage, the HWPL is changed to operate at the 750 kV voltage level with transmitting 3000 MW via it and 1000 MW via the parallel network. Changing the Itat—Ekibastuz—Chelyabinsk overhead power line to operate at the 1150 kV nominal voltage level according to a compensated scheme and installing static thyristor compensators at intermediate points of the 500 kV network (with the Itat—Ekibastuz—Chelyabinsk overhead power line operating at the 500 kV voltage level) are considered as alternative versions. A comparative technical-economic analysis of the alternative versions is carried out taking into account the use of advanced technical solutions for connecting the HWPL with the parallel grid.

Key words: half-wave power transmission, controlled reactor, parallel grid, compensated electric power transmission, active power losses, technical-economic comparison

REFERENCES

1. **Bushuyev V.V., Zil'berman S.M., Krasil'nikova T.G., Samorodov G.I.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2013, No. 11, pp. 2–8.

2. **Patent RF No. 161646.** *Fazoreguliruyushcheye ustroystvo dlya podklyucheniya poluvolnnoi elektroperedachi k shuntiruyushchei seti peremennogo toka* (Phase control device for connecting a half-wave

electricity transmission to shunt AC network)/T.G. Krasil'nikova, A.M. Potapenko, G.I. Samorodov. Publ. 11.04.2016.

3. **Samorodov G.I.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 1985, No. 9, pp. 10–13.

4. **Spravochnik po proektirovaniyu elektroenergeticheskikh setei, 4-ye izd./Pod redaktsiyey D.L. Faibisovicha** (Guide to the design of the electricity networks. 4th Edit.)/Edit. by D.L. Faibisovich. Moscow, Publ. ENAS, 2012, 380 p.