



DOI: 10.18721/JEST.230115

УДК 621.311

А.А. Геркусов

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНТЕРВАЛОВ ПРИ ВЫБОРЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ С РАСЩЕПЛЕННОЙ ФАЗОЙ

В работе проанализирован существующий способ выбора сечений проводов методом экономических интервалов. Показано, что сечение проводов и конструкция фазы должны соответствовать оптимальному соотношению между затратами на сооружение и эксплуатацию линии и расходами, связанными с оптимизацией конструкции проводов фазы. Доказана необходимость модернизации этого метода для электропередач напряжением 220 кВ и выше, выполняемых с расщепленной фазой. Предложен алгоритм отыскания той токовой нагрузки, при которой исходя из минимума приведенных затрат следует отказаться от применения дополнительных источников реактивной мощности и перейти к применению проводов с расщепленной фазой. Построена серия пересекающихся кривых, позволяющая не только выбирать оптимальное сечение проводов, но и определять нагрузку, при которой следует расщеплять провода фазы на несколько составляющих.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ; ТОКОВЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ИНТЕРВАЛЫ; ВОЛНОВОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ; КОНДЕНСАТОР; НАТУРАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ; НАПРЯЖЕННОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ; ИСТОЧНИК РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ; РЕАКТОР; ИНДУКТИВНОСТЬ; РАСЩЕПЛЕНИЕ ФАЗЫ.

Ссылка при цитировании:

А.А. Геркусов. Применение метода экономических интервалов при выборе сечений проводов с расщепленной фазой // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2017. Т. 23. № 1. С. 157–167. DOI: 10.18721/JEST.230115

А.А. Gerkusov

APPLICATION OF THE METHOD OF ECONOMIC INTERVALS IN CHOOSING WIRE SECTIONS WITH A SPLIT PHASE

This paper analyzes the existing method of selecting cross-sections of wires by the method of economic intervals, substantiating the the necessity of modernization for power transmissions with a voltage of 220 kV and above, performed with a split phase. The proposed algorithm for determining the current load in which, on the basis of minimum reduced cost, additional reactive power sources should be abandoned and split phase wires should be used. A series of intersecting curves, allowing not only to choose the best wire size, but also to determine the load at which the wire phase should be split into several components.

OVERHEAD TRANSMISSION LINE; CURRENT ECONOMIC INTERVALS; IMPEDANCE; CONDENSER; NATURAL POWER; ELECTRIC FIELD STRENGTH; A SOURCE OF REACTIVE POWER; REACTOR; INDUCTANCE; PHASE SPLITTING.

Citation:

А.А. Gerkusov, Application of the method of economic intervals in choosing wire sections with a split phase, St. Petersburg polytechnic university journal of engineering sciences and technology, 23 (1) (2017) 157–167, DOI: 10.18721/JEST.230115

Введение

Преобладающее количество электроэнергии потребители получают от электроэнергетических систем (ЭЭС). К важнейшим структурным

элементам ЭЭС относятся воздушные и кабельные линии электропередачи, обеспечивающие транспорт электроэнергии от источников мощности до потребителей. В связи с непрерывным

увеличением производства электроэнергии, развитием энергосистем, ростом мощности, объединяемых в системы электрических станций, созданием объединенных энергосистем (ОЭС и ЕЭС) повышается дальность, мощность и напряжение электропередач.

Рост капитальных затрат на строительство ЛЭП и сетей в целом соизмерим с общей суммой капиталовложений в электрические станции. В этих условиях особенное значение приобретает экономичность принимаемых решений.

Принцип сочетания экономического анализа с решением технических вопросов, относящихся к мощным электропередачам переменного тока, принят в настоящее время в нормативных документах по проектированию ЛЭП. В значительной мере технико-экономические показатели ЛЭП определяются поперечным сечением проводов и конструкцией фазы.

Требования к ЛЭП все время возрастают, причем в первую очередь — в отношении повышения надежности, увеличения пропускной способности, передачи заданной мощности в нормальном и послеаварийном режимах. При этом в нормальном режиме необходимо обеспечить наиболее экономичную передачу электроэнергии, соответствующую минимуму затрат на сооружение и эксплуатацию линии. Оптимизация конструктивных параметров воздушных линий электропередачи, предполагающая комплексную оптимизацию проводов, их изолирующей подвески и опор, способствует этому.

Постановка задачи

Сечения проводов и конструкция фазы ЛЭП должны быть выбраны таким образом, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между затратами на сооружение и эксплуатацию линии, растущими с увеличением сечения, и расходами, связанными с оптимизацией конструкции проводов фазы.

Под конструкцией фазы понимается количество проводов в фазе, их сечение и взаимное расположение. Выбор конструкции фазы — достаточно сложная технико-экономическая задача, поскольку он определяет основные характеристики линии — от пропускной способности до затрат на ее сооружение и эксплуатацию. Основные цели выбора конструкции фазы — исключить общее коронирование проводов

и уменьшить тем самым потери электроэнергии на корону, а также снизить уровень радиопомех, излучаемых короной, до допустимого значения.

Применение напряжения 220 кВ позволило в короткие сроки и при небольших затратах решить такие задачи, как объединение Крымэнерго с ОЭС Северного Кавказа, объединение через вставку постоянного тока ОЭС Сибири и ОЭС Востока и др.

Цель настоящей работы — усовершенствование метода токовых экономических интервалов для выбора оптимального сечения проводов и конструкции фазы воздушных линий напряжением 220 кВ.

Метод экономических интервалов

Основные методики, служащие в практике проектирования для выбора оптимального сечения проводов в настоящее время, — это *метод экономической плотности тока и метод экономических токовых интервалов*, которые основаны на минимизации функции приведенных затрат.

Метод выбора сечений проводов, предложенный в 1945 году В.М. Блок, получил название метода токовых экономических интервалов [1, 2]. Он основан на построении дискретной технико-экономической модели линии электропередачи, базирующейся на следующих допущениях:

отсутствуют потери активной мощности на корону;

линия сооружается в течение одного года (что справедливо для большинства ВЛ с номинальным напряжением до 220 кВ), после чего начинается ее нормальная эксплуатация до окончания расчетного периода;

ежегодные отчисления от капиталовложений на обслуживание, ремонт и реновацию, а также средневзвешенный тариф на электроэнергию в течение расчетного периода не изменяются;

конфигурация графика перетока активной мощности по линии в течение расчетного периода остается одинаковой;

изменение активного сопротивления фазы линии от температуры не учитывается;

ущерб от перерывов электроснабжения потребителей в функции затрат также не учитывается.

Согласно этому методу для воздушных и кабельных линий различных сечений и напряжений, типов и материалов опор определяются приведенные затраты Z_d на единицу длины в за-

в зависимости от тока в фазе $I_{\text{ср.кв}}$, годового времени потерь τ , цены Π отпущенной электроэнергии (принимается равной средневзвешенному тарифу на электроэнергию), коэффициента p_a ежегодных отчислений от капитальных вложений на их амортизацию:

$$Z_{\text{л}} = (E_{\text{н}} + p_a)K_{\text{л}} + 3I_{\text{ср.кв}}^2 R_{\text{л}} \tau \Pi, \quad (1)$$

где $K_{\text{л}}$ — удельные капиталовложения в линию, руб/км; $R_{\text{л}}$ — удельное активное сопротивление линии, Ом/км; $E_{\text{н}} = 0,12$ — коэффициент эффективности капиталовложений, год⁻¹.

Выражение (1) представляет собой *дискретную технико-экономическую модель* линии электропередачи и концентрирует в себе целую совокупность технико-экономических параметров ВЛ, а также характеристику графика перетока активной мощности (τ).

В качестве примера построения экономического интервала можно привести результаты расчетов $Z(I_{\text{ср.кв}})$ по формуле (1) для одноцепной ВЛ-220 кВ, сооружаемой на железобетонных опорах в 1-м и 2-м районах гололедности в европейской части СНГ с сечениями 240, 300, 400, 500, 600 мм² при $\tau = 1585$ ч и ценах до 1984 года. Результаты расчетов представлены на рис. 1. Если параболические зависимости на рис. 1 соответствуют заданным при проектировании ВЛ ис-

ходным данным (номинальное напряжение, число цепей, район сооружения, тип конструкции и материал опор, время использования максимума нагрузки), то для выбора экономически целесообразного сечения провода достаточно отложить на оси абсцисс значение расчетного тока $I_{\text{расч}}$ и посмотреть, в какой из интервалов это значение попадает. Точковые экономические интервалы, построенные для различных значений времени потерь τ , (обобщенные номограммы) смещаются в сторону меньших значений тока нагрузки, расширяясь при этом для линий, выполненных проводами больших сечений, и сужаясь для линий с проводами меньших сечений [2, 6].

Значение наибольшего расчетного критического тока линии $I_{\text{расч гр}}$, А, в месте пересечения кривых определяется из равенства

$$Z_{\text{л1}} = Z_{\text{л2}}, \quad (2)$$

где $Z_{\text{л1}}$ и $Z_{\text{л2}}$ — приведенные затраты для сравниваемых смежных сечений, зависящие от тока линии. Отсюда

$$I_{\text{расч гр}} = \sqrt{\frac{(E_{\text{н}} + p_a)(K_{\text{л2}} - K_{\text{л1}})10^{-3}}{3\tau\Pi(R_{\text{л1}} - R_{\text{л2}})}}. \quad (3)$$

Таким образом, метод экономических интервалов учитывает нелинейную зависимость

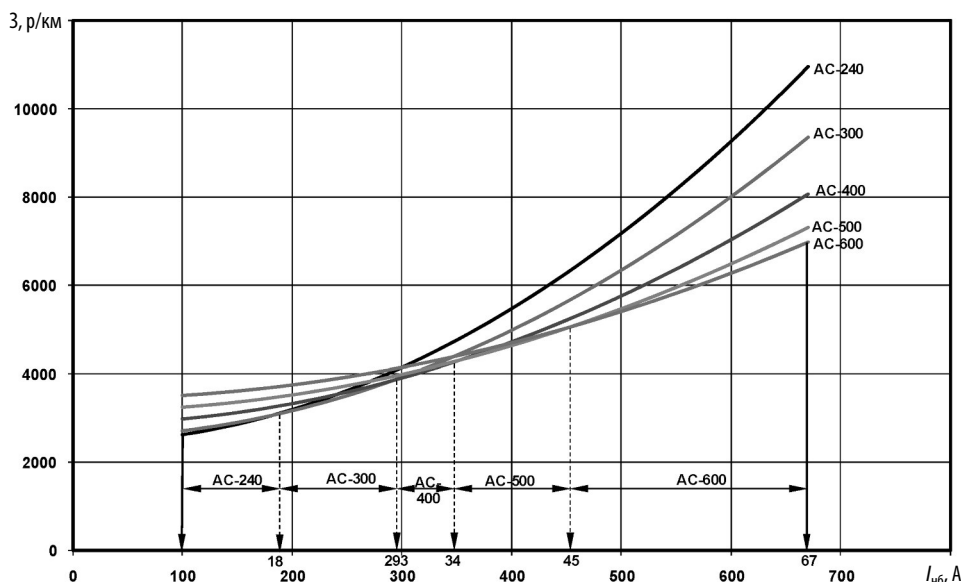


Рис. 1. Точковые экономические интервалы для одноцепной ВЛ-220 кВ, сооружаемой на железобетонных опорах в 1-м и 2-м районах гололедности при $\tau = 1585$ ч.

капитальных затрат $K_{\text{л}}$ от сечения F и дискретность стандартного ряда сечений проводов и жил кабелей, а также показывает сечения, не дающие на данном экономическом интервале минимума приведенных затрат.

Оптимизация сечения и конструкции фазы воздушной линии

Однако рассмотренный метод не отражает всех условий выбора оптимальной конструкции фазы ВЛ, которая должна удовлетворять трем основным требованиям:

ограничивать радиопомехи и потери на корону, то есть

$$E_{\text{max}} \leq E_{\text{доп}}; \quad (4)$$

обеспечивать передачу энергии при оптимальной плотности тока $J_{\text{опт}}$, при которой затраты на сооружение и эксплуатацию линии минимальны,

$$J = J_{\text{опт}}; \quad (5)$$

обеспечивать высокую степень использования поверхности проводов, то есть

$$K_{\text{исп}} = K_{\text{исп макс}}. \quad (6)$$

Здесь $E_{\text{доп н}}$ — допустимая напряженность поля на поверхности проводов (действующее значение) по условиям ограничения потерь на корону и радиопомех при номинальном напряжении линии; E_{max} — максимальная напряженность поля на поверхности провода; $K_{\text{исп}}$ — коэффициент использования поверхности проводов, определяемый следующим выражением [3, 4]:

$$K_{\text{исп}} = \frac{E_{\text{макс}}}{E_{\text{доп н}} K_{\text{нр}}}, \quad (7)$$

где $K_{\text{нр}}$ — коэффициент неравномерности распределения напряженности поля по поверхности проводов, представляющий собой отношение действующих значений максимальной напряженности на поверхности провода к средней напряженности поля на поверхности проводов фазы.

Основными физическими параметрами ВЛ являются их погонные индуктивность L_0 , емкость C_0 , активное сопротивление провода R_0 и активная проводимость G_0 . Разность мощностей электрического $Q_{\text{эл}}$ и магнитного $Q_{\text{м}}$ полей линии определяет ее реактивную мощность

Q . Пренебрегая изменениями напряжения U и тока I вдоль линии, получаем

$$Q = Q_{\text{эл}} - Q_{\text{м}} = 3\omega C U_{\text{фл}}^2 l_{\text{л}} - 3\omega L I^2 l_{\text{л}} = P_{\text{н}} \lambda \left[1 - \left(\frac{P}{P_{\text{н}}} \right)^2 \right], \quad (8)$$

где ω — угловая частота; $l_{\text{л}}$ — длина линии; $U_{\text{ф}}$ — напряжение фазы относительно земли; $\lambda = \omega l_{\text{л}} / v_{\text{в}}$ — волновая длина линии; $k = I / I_{\text{н}} = P / P_{\text{н}}$ — отношение передаваемой мощности к натуральной; $v_{\text{в}}$ — скорость распространения электромагнитной волны.

Как следует из формулы (8), реактивная мощность линии $Q = 0$ при передаче мощности $P = P_{\text{н}}$. Этот режим соответствует линии бесконечной длины, подключенной к источнику напряжения, когда отсутствуют отраженные волны и соответственно распространяется только прямая волна. Аналогичные условия создаются на линии конечной длины при ее активной нагрузке, соответствующей волновому сопротивлению $Z_{\text{в}}$. Этот режим называется натуральным. Он сбалансирован по реактивной мощности: линия не генерирует и не потребляет реактивную мощность.

При передаче мощности, отличной от натуральной, этот баланс нарушается. При $P < P_{\text{н}}$ линия генерирует реактивную мощность, представляя собой аналог конденсатора. Этот избыток реактивной мощности, должен быть поглощен энергосистемой. Напротив, при $P > P_{\text{н}}$ линия потребляет реактивную мощность, являясь аналогом реактора; в этом случае мощность магнитного поля больше мощности ее электрического поля [4, 6].

Оптимальная плотность тока зависит от соотношения стоимости потерь электроэнергии и стоимости линии, а также от числа часов максимальных потерь. Поэтому возможный диапазон ее значений, представленный в [6], довольно широк: $0,416 \leq J_{\text{опт}} \leq 1,117$ А/мм².

Потребляемая линией реактивная мощность должна быть возмещена энергосистемой (генераторами, синхронными компенсаторами, батареями конденсаторов), поскольку в энергосистеме во всех режимах должен соблюдаться баланс реактивной мощности. Так как затраты, связанные с монтажом и эксплуатацией и воз-

душных линий электропередачи, и источников реактивной мощности, как правило, ложатся на прилегающую энергосистему, то необходимо решить, что выгоднее: передавать по линии мощность, превышающую натуральную, компенсируя потребляемую линией реактивную мощность соответствующими источниками реактивной мощности, либо увеличить натуральную мощность линии до уровня передаваемой и отказаться от источников для компенсации реактивной мощности (ИРМ). Для решения этого вопроса вычислим отношение стоимости источников реактивной мощности

$$K_{\text{ИРМ}} \approx k_{\text{ИРМ}} P_{\text{н}} \left[\left(\frac{P}{P_{\text{н}}} \right)^2 - 1 \right] \frac{l}{1000} \quad (9)$$

к приращению стоимости линии для увеличения натуральной мощности от первоначального значения $P_{\text{н1}} = P_{\text{н}}$ до $P_{\text{н2}} = P$ согласно [3, 4, 9]:

$$\frac{K_{\text{ИРМ}}}{\Delta Z_{\text{ВЛ}}} \approx \frac{k_{\text{ИРМ}} P_{\text{н}}}{75 K_{\text{ВЛ}}} \left(\frac{P}{P_{\text{н}}} + 1 \right). \quad (10)$$

Эксплуатационные расходы на обслуживание ВЛ и на оборудование подстанций, в том числе и компенсирующих устройств, различны. Для учета этого вычислим приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию линии и ИРМ. Без учета потерь энергии имеем

$$\Delta Z_{\text{ВЛ}} = (E_{\text{н}} + p_{\text{ВЛ}}) \Delta K_{\text{ВЛ}}; \quad (11)$$

$$Z_{\text{ИРМ}} = (E_{\text{н}} + p_{\text{об}}) K_{\text{ИРМ}}, \quad (12)$$

где $p_{\text{ВЛ}} = 0,028$ — амортизационные отчисления от капитальных вложений в линию; $p_{\text{об}} = 0,084$ — амортизационные отчисления от капитальных вложений в электрооборудование; $k_{\text{ИРМ}} = 2480$ руб/кВар — удельная стоимость ИРМ [3, 5]. Тогда отношение приведенных затрат $Z_{\text{ИРМ}}$ на сооружение и эксплуатацию ИРМ и $\Delta Z_{\text{ВЛ}}$ на увеличение натуральной мощности линии (без потерь энергии) будет следующим:

$$\frac{Z_{\text{ИРМ}}}{\Delta Z_{\text{ВЛ}}} = \frac{(E_{\text{н}} + p_{\text{об}}) K_{\text{ИРМ}} P_{\text{н}}}{(E_{\text{н}} + p_{\text{ВЛ}}) K_{\text{ВЛ}}} \left(\frac{P}{P_{\text{н}}} + 1 \right) = \frac{(E_{\text{н}} + p_{\text{об}}) K_{\text{ИРМ}}}{(E_{\text{н}} + p_{\text{ВЛ}}) K_{\text{ВЛ}}} (P + P_{\text{н}}). \quad (13)$$

Оно пропорционально отношению натуральной мощности линии к стоимости 1 км линии и линейно увеличивается при увеличении отношения ($P/P_{\text{н}}$). При изменении класса напряжения удельная стоимость ИРМ, включая затраты на строительство и монтаж, мало изменяется, натуральная мощность линии увеличивается пропорционально квадрату напряжения, а стоимость линии увеличивается значительно медленнее. Поэтому отношение ($Z_{\text{ИРМ}} / \Delta Z_{\text{ВЛ}}$) быстро растет при увеличении класса напряжения. Как следует из проведенных расчетов и построенных на их основании линейных зависимостей ($Z_{\text{ИРМ}} / \Delta Z_{\text{ВЛ}} = f(P / P_{\text{н}})$) (рис. 2), для ВЛ-220 кВ ($Z_{\text{ИРМ}} / \Delta Z_{\text{ВЛ}} > 1$). Это означает, что для ВЛ класса 220 кВ и выше экономически целесообразнее передавать энергию в натуральном (либо донатуральном) режиме, чем создавать в энергосистеме дополнительные источники реактивной мощности для компенсации потребления ее линиями.

Следует обратить внимание на то, что различие в затратах на ИРМ и на увеличение натуральной мощности линии, в том числе и на сооружение ВЛ повышенной натуральной мощности (ПНМ), настолько велико, что возможные погрешности оценок стоимостных показателей и их изменения не повлияют на этот общий вывод.

Сооружение линий повышенной натуральной мощности преследует цель увеличения пропускной способности ВЛ (и электропередачи в целом) за счет снижения ее волнового сопротивления.

Обоснование экономической эффективности ВЛ с повышенной $P_{\text{н}}$, основывается на том,

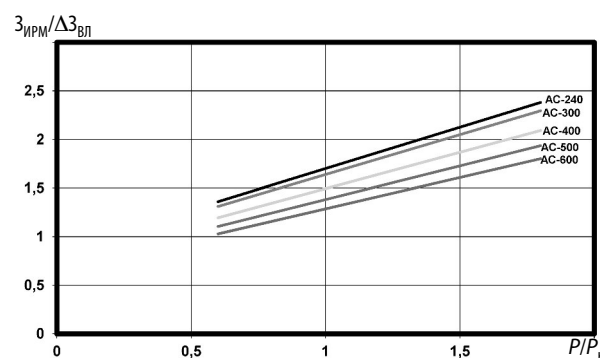


Рис. 2. Зависимости отношения стоимости ИРМ к приращению стоимости ВЛ-220 кВ от отношения передаваемой мощности к натуральной

что повышение натуральной мощности ВЛ, достигаемое за счет увеличения числа проводов в фазе и их шага расщепления, при одновременном уменьшении междуфазного расстояния, обеспечивается при существенно меньшей стоимости дополнительного киловатта натуральной мощности линии

$$\frac{\Delta K_{\text{ПНМ}}}{\Delta P_{\text{н}}} = \frac{K_{\text{ПНМ}} - K_{\text{тр}}}{P_{\text{н ПНМ}} - P_{\text{н тр}}} \quad (14)$$

по сравнению со стоимостью киловатта натуральной мощности традиционной ВЛ $K_{\text{тр}} / P_{\text{н тр}}$, где $K_{\text{тр}}$, $K_{\text{ПНМ}}$ — стоимость сооружения 1 км традиционной ВЛ и ВЛ с повышенной $P_{\text{н}}$, имеющих натуральную мощность соответственно $P_{\text{н тр}}$ и $P_{\text{н ПНМ}}$. Соотношение

$$\alpha = \frac{\Delta K_{\text{ПНМ}}}{\Delta P_{\text{н}}} \left/ \left(\frac{K_{\text{тр}}}{P_{\text{н тр}}} \right) \right., \quad (15)$$

как показывает анализ проработок института «Энергосетьпроект» [7] и таблица, зависит от конструктивного выполнения опор и фазы, а также от расстояния между фазами. Так, на-

пример, для ВЛ—220 кВ, выполняемых на стальных одноцепных опорах, увеличение натуральной мощности до $1,29P_{\text{н тр}}$, достигаемое за счет использования конструкции фазы 2АС—300 вместо АС—600, соответствует удорожанию ВЛ примерно на 7,5 %, а значение относительной стоимости дополнительного 1 кВт натуральной мощности составит порядка $\alpha = 0,261$. Применение железобетонных опор позволяет сблизить фазы до 7 м. Увеличение числа проводов фазы с 1 до 2 при сохранении суммарного сечения, приводит к увеличению натуральной мощности также на 29 %, но при более низкой относительной стоимости дополнительного 1 кВт, составляющей примерно 0,253.

Как следует из таблицы, с изменением сечения составляющих проводов в фазе, скорость нарастания параметра α для железобетонных опор выше, чем для стальных опор. В целом, оценивая все возможное многообразие конструктивных решений ВЛ повышенной пропускной способности при увеличении натуральной мощности $P_{\text{н ПНМ}}$ в пределах $1,2-1,4 P_{\text{н тр}}$ соотношение α может находиться в пределах $0,18-0,54$ [6, 10].

Отношение затрат на ИРМ к приращению затрат на увеличение $P_{\text{нат}}$ ВЛ

№ п/п	Марка провода традиц. ВЛ—220 кВ на опорах железобетонных/стальных	Расстояние между фазами D , см	Марка провода ВЛ-220 кВ с ПНМ	Натуральная мощность традиц. ВЛ-220 кВ, кВт	Натуральная мощность ВЛ-220 кВ с ПНМ, кВт	Относит. стоимость α дополнительного 1 кВт натуральной мощности для варианта железобетонных опор
1	АС-240 АС-240	859	2АС-120	130124	171370	0,237/0,237
		818		130986	172869	0,235/0,235
		757		132387	175317	0,231/—
		696		133942	178054	0,228/—
2	АС-300 АС-300	859	2АС-150	132303	177343	0,242/0,242
		818		133194	178949	0,240/0,240
		757		134643	181574	0,237/—
		696		136252	184511	0,233/—
3	АС-400 АС-400	859	2АС-240	135222	177344	0,514/0,399
		818		136153	178949	0,509/0,395
		757		137667	181574	0,502/—
		696		139349	184511	0,494/—
4	АС-500 АС-500	859	2АС-240	137576	177344	0,193/0,219
		818		138540	178949	0,191/0,217
		757		140108	181574	0,188/—
		696		141851	184511	0,185/—

Окончание таб.

№ п/п	Марка провода традиц. ВЛ–220 кВ на опорах железобетонных/стальных	Расстояние между фазами D , см	Марка провода ВЛ-220 кВ с ПНМ	Натуральная мощность традиц. ВЛ-220 кВ, кВт	Натуральная мощность ВЛ-220 кВ с ПНМ, кВт	Относит. стоимость α дополнительного 1 кВт натуральной мощности для варианта железобетонных опор
5	АС-500 АС-500	859	2АС-300	137576	179356	0,566/0,439
		818		138540	180998	0,561/0,435
		757		140108	183684	0,553/–
		696		141851	186690	0,544/–
6	АС-600 АС-600	859	2АС-300	139561	179356	0,263/0,263
		818		140553	180998	0,261/0,261
		757		142167	183684	0,257/–
		696		143962	186690	0,253/–

Как правило, линии электропередач напряжением 220 кВ в электросетевом строительстве сооружаются с одиночными проводами. Однако, как показано, увеличить натуральную мощность линии до уровня передаваемой и отказаться от источников реактивной мощности выгодней, чем передавать по линии мощность, превышающую натуральную, при этом компенсируя потребляемую линией реактивную мощность соответствующими ИРМ. Одним из способов увеличения натуральной мощности линий электропередачи является применение расщепленных проводов в фазах. Это позволяет не только снизить затраты на передачу повышенной натуральной мощности, но и снизить потери электроэнергии на корону.

Определим величину токовой нагрузки ВЛ-220 кВ, при которой будет рекомендовано расщепление фазных проводов различных сечений на две составляющие. Исходными данными для выбора такой конструкции фазы являются: передаваемая по линии мощность P , класс напряжения электропередачи $U_{\text{ном}}$, климатические и технико-экономические характеристики района прохождения трассы линии, а также удельные стоимости реакторов и источников ИРМ.

Приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию линии и ИРМ без учета потерь энергии следующие:

$$Z_{\text{ВЛ ИРМ}} = (E_{\text{н}} + p_{\text{ВЛ}})K_{\text{ВЛ}} + (E_{\text{н}} + p_{\text{об}})K_{\text{ИРМ}}. \quad (16)$$

Увеличение капитальных затрат на сооружение 1 км линии при увеличении числа составля-

ющих в фазе с n_1 до n_2 , при неизменном суммарном сечении проводов фаз может быть оценено по приближенной формуле [4, 5]

$$\Delta K_{\text{ВЛ}} = K_{\text{ВЛ}} 0,075 \left(\frac{n_2}{n_1} - 1 \right). \quad (17)$$

Тогда величина суммарных приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию линии с расщепленной на две составляющих фазой с учетом наличия шунтирующих реакторов выражается так:

$$Z_{\text{ВЛр}} = 1,075 K_{\text{ВЛ}} (E_{\text{н}} + p_{\text{ВЛ}}) + K_{\text{р}} P_{\text{н}} \frac{l}{1000} \times (E_{\text{н}} + p_{\text{об}}). \quad (18)$$

Приняты $K_{\text{ИРМ}} = 2480$ руб/кВАр — удельная стоимость ИРМ; $K_{\text{р}} = 409,8$ р/кВАр — удельная стоимость шунтирующих реакторов; l — возвращенная длина воздушной линии [3, 4, 5].

Ток нагрузки воздушных линий, при котором целесообразен переход от ВЛ с одиночными проводами к ВЛ с расщепленной фазой, называемый *критическим током перехода* $I_{\text{кр пер}}$, определяется передаваемой мощностью и может быть найден путем технико-экономического сравнения приведенных затрат двух вариантов сооружения электропередачи. Приравняем правые части уравнений (16) и (18):

$$(E_{\text{н}} + p_{\text{ВЛ}})K_{\text{ВЛ}} + (E_{\text{н}} + p_{\text{об}})K_{\text{ИРМ}} = 1,075 K_{\text{ВЛ}} (E_{\text{н}} + p_{\text{ВЛ}}) + K_{\text{р}} P_{\text{н}} \frac{l}{1000} (E_{\text{н}} + p_{\text{об}}). \quad (19)$$

Подставляя значение выражения для $K_{ИРМ}$ из (9) в (19) и решая полученное уравнение относительно $I_{кр}$, получаем

$$I_{кр\ пер} = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_{ном} \cos\varphi} \sqrt{\frac{(0,0698 Z'_{ВЛр} + Z_p) K_p}{Z_p K_{ИРМ}} + 1}, \quad (20)$$

где $Z'_{ВЛр}$ — приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию линии единичной длины с расщепленной фазой без учета шунтирующих реакторов,

$$Z'_{ВЛр} = 1,075 K_{ВЛ} (E_n + p_{ВЛ}); \quad (21)$$

Z_p — приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию шунтирующих реакторов,

$$Z_p = \frac{k_p P_n (E_n + p_{об}) \omega}{v_g}. \quad (22)$$

Здесь $\cos\varphi$ (коэффициент передаваемой по ЛЭП мощности), $U_{ном}$ (номинальное напряжение ЛЭП) — характеристики, возникающие в результате проведенных преобразований при решении уравнения (19).

Таким образом, как это следует из (20), критический ток перехода зависит от номинального напряжения, коэффициента мощности, отношения $K_p/K_{ИРМ}$ удельных капиталовложений в сооружаемую линию и натуральной мощности линии, которая, в свою очередь, является функцией номинального напряжения, конструкции и геометрических размеров опоры и линии в целом. Так, согласно [4], для линий с треугольным расположением фаз натуральная мощность равна

$$P_n = \frac{U_{фн}^2}{20 \ln \frac{\sqrt[3]{2} D_0}{r_3} \sqrt{1 - \left(\frac{\Delta H}{D_0}\right)}}, \quad (23)$$

где D_0 — расстояние между соседними фазами, м; ΔH — превышение по высоте над землей средней фазы над крайними, м; r_3 — эквивалентный радиус провода, см.

Варьируя междофазные расстояния и эквивалентный радиус расщепления проводов, можно изменять значение критического тока, при

котором в линии электропередачи рекомендуется переход к применению расщепленной фазы.

На рис. 3 и 4 построены зависимости критического переходного тока и натуральной мощности линии от среднегеометрического расстояния между фазами для ВЛ, выполненных различными сечениями сталеалюминевых проводов. Построенные на рис. 3 зависимости — практически прямые линии, из чего следует: чем больше среднегеометрическое расстояние между фазами и меньше сечение фазных проводов, тем меньше критический ток перехода к выполнению ВЛ расщепленными проводами. Это связано с тем, что при увеличении расстояния между фазами натуральная мощность линии согласно (23) снижается.

Таким образом, задавшись натуральной мощностью линии или среднегеометрическим расстоянием между фазными проводами, легко определить критический ток нагрузки линии, при котором будет рекомендовано расщепление проводов.

На основании зависимости (1) с учетом формул (20) и (23) произведены расчеты и на рис. 5 построены зависимости приведенных затрат от тока нагрузки линии $Z = f(I)$. Точки скачкообразного увеличения затрат соответствуют переходу к расщепленному проводу при достижении критического тока.

Из построенных на рис. 5 экономических интервалов следует, что применение расщепленных проводов для ВЛ-220 кВ, сооружаемых в 1-м и 2-м районах гололедности на железобетонных опорах, оправдано для линий с низким значением τ . Так, например, при $\tau = 1585$ ч (см. рис. 5) на токовом интервале 250–376 А экономически будет целесообразно применять одиночные провода марки АС-240, а не расщепленные 2АС-120; кроме того, конструкция 2АС-120 должна быть исключена из-за ограничений, накладываемых по условию механической надежности проводов [5, 6, 13]. По этой причине для ВЛ класса 220 кВ и выше не рекомендуется применять конструкции фаз с сечениями составляющих менее 150 мм². На токовом интервале 376–470 А следует использовать провод АС-300, который при токе нагрузки 470 А подлежит расщеплению на 2АС-150, что приведет к увеличению натуральной мощности линии и, как следствие, к снижению затрат на компенсирующие устройства

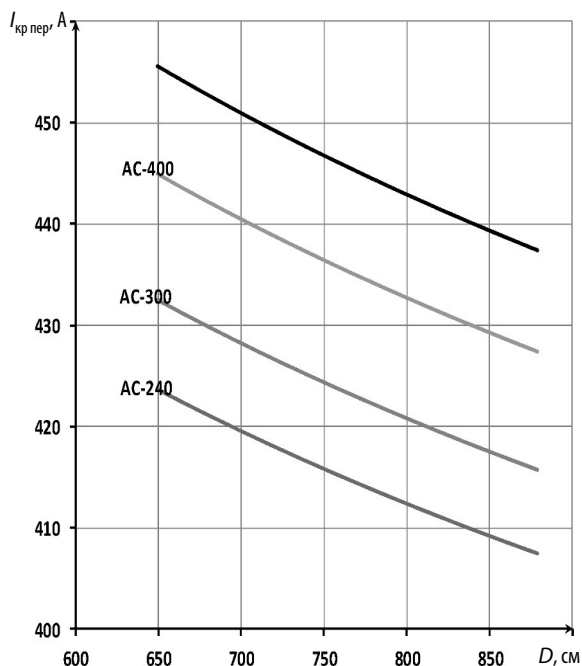


Рис. 3. Зависимость значений критических переходных токов от расстояния между проводами линий электропередачи 220 кВ

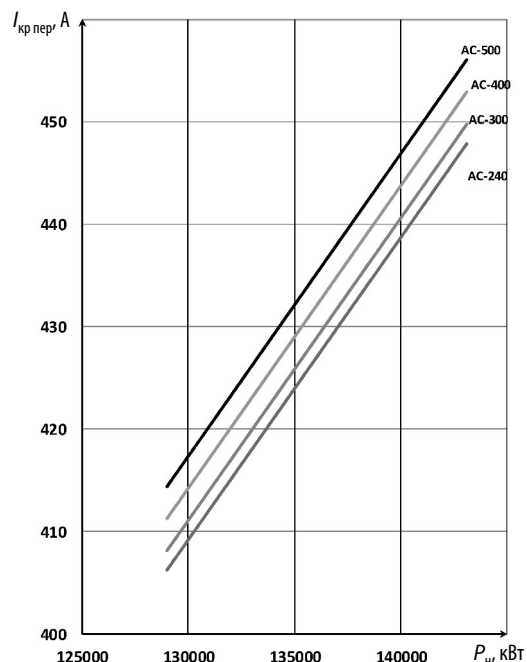


Рис. 4. Зависимость критических переходных токов от натуральной мощности для ВЛ-220 кВ, сооружаемых на железобетонных опорах со сталеалюминиевыми проводами

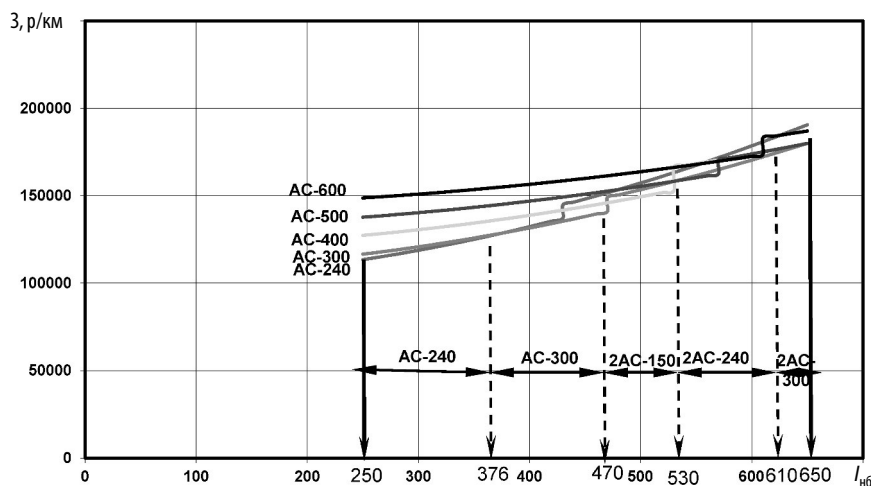


Рис. 5. Экономические интервалы для одноцепной ВЛ-220 кВ, сооружаемой на железобетонных опорах в 1-м и 2-м районах гололедности, с учетом необходимости расщепления провода фазы

и другие мероприятия, необходимые для достижения того же эффекта, что и в варианте применения традиционных ВЛ. При нагрузке 530–610 А вследствие узости экономических интервалов для проводов АС-400 и АС-500, по соображениям, приведенным выше, будет целесообразным применение расщепленного про-

вода 2АС-240, а на интервале 610–650 А теоретически должен быть использован расщепленный провод 2АС-300 вместо одиночного АС-600. Однако в условиях рабочего проектирования при выборе конструкций фаз должны быть проведены дополнительные технико-экономические расчеты.

Для более полной реализации предложенной методики отыскания оптимальных условий применения ВЛ с расщепленной фазой предлагается рассчитать оптимальный ток перехода для других применяемых номинальных напряжений и построить экономические интервалы выбора сечений проводов ВЛ для больших значений t с учетом возможности расщепления фазы или применения дополнительных источников реактивной мощности.

Выводы

Исходя из сказанного и принимая во внимание эксплуатационные преимущества традиционных ВЛ-220 кВ, выполняемых с одиночными проводами, можно утверждать:

1. Эффективность применения ВЛ-220 кВ с расщепленной фазой зависит от проводимой

в стране тарифной политики и общей экономической ситуации. В настоящее время применение ВЛ-220 кВ с расщепленной фазой вместо установки дополнительных источников реактивной мощности эффективно для линий с малой плотностью графика нагрузки. При этом масштабы применения таких линий не превысят единиц процентов от общего объема сооружаемых ВЛ этого класса напряжения.

2. Критическое значение тока линии, при котором целесообразен переход к применению расщепленного провода вместо одиночного, зависит от геометрических размеров конструкции фазы линии, сечения применяемых проводов, класса напряжения, соотношения стоимости реакторов и ИРМ, а также климатических и технико-экономических характеристик района прохождения трассы линии и не зависит от длины ЛЭП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Блок В.М.** Электрические сети и системы : учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов. М.: Высшая школа, 1986. 430 с.

2. **Федотов А.И., Геркусов А.А.** Модернизация метода экономических интервалов при выборе сечений проводов воздушных линий электропередачи // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2003. № 1–2. С. 136–140.

3. **Александров Г.Н.** Установки сверхвысокого напряжения и охрана окружающей среды. Л.: Энергоатомиздат, 1989. 360 с.

4. **Александров Г.Н.** Передача электрической энергии переменным током. М.: Знак, 1998 г. 271 с.

5. **Александров Г.Н. [и др.]** Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения. СПб.: Энергоатомиздат, 1993. 560 с.

6. **Геркусов А.А.** Оптимизация параметров и режимов электропередач в системах электроснабжения : Дисс. ... кандидата технических наук. Казань, 2004. 162 с.

7. **Зевин А.А., Кузнецова Л.Е., Ли Хай Бо, Тиходе-ев Н.Н.** Новое поколение воздушных линий электро-

передачи 110–500 кВ с уменьшенными потерями // Российский национальный симпозиум по энергетике. Сборник докладов. Т. II. Казань, 2001. С. 23–27.

8. **Рыжов Ю.П.** Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения : Учебник для вузов. Москва: ЗАО «Издательский дом МЭИ», 2007. 487 с.

9. **Поспелов Г.Е., Федин В.Т.** Передача энергии и электропередачи : Учеб. пособие. Минск : Адукацыя і выхаванне. 2003. 543 с.

10. **Александров Г.Н.** Оптимизация конструкции воздушных линий электропередачи повышенной натуральной мощности // Электричество. 1993. № 1. С. 1–9.

11. **Александров Г.Н.** Природа реактивной мощности линий электропередачи // Труды СПбГТУ. 2006. № 501. С. 100–109.

12. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985. 630 с.

13. Новые средства передачи электроэнергии в энергосистемах / Под ред. Г.Н. Александрова. Л.: Изд-во ЛГУ, 1987. 231 с.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ГЕРКУСОВ Алексей Анатольевич — кандидат технических наук электромеханик Октябрьской железной дороги. 191040, Санкт-Петербург, Транспортный переулок, д. 2. E-mail: Gerkusov_Alex@mail.ru

REFERENCES

1. **Blok V.M.** Elektricheskiye seti i sistemy : Uchebnoye posobiye dlya studentov elektroenergeticheskikh

spetsialnostey vuzov. M.: Vysshaya shkola, 1986. 430 s. (rus.)

2. **Fedotov A.I., Gerkusov A.A.** Modernizatsiya metoda ekonomicheskikh intervalov pri vybore secheniy provodov vozduzhnykh liniy elektroperedachi. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*. 2003. № 1–2. S. 136–140. (rus.)
3. **Aleksandrov G.N.** Ustanovki sverkhvysokogo napryazheniya i okhrana okruzhayushchey sredy. L.: Energoatomizdat, 1989. 360 s.
4. **Aleksandrov G.N.** Peredacha elektricheskoy energii peremennym tokom. M.: Znak, 1998. 271 s.
5. **Aleksandrov G.N. [i dr.]** Proyektirovaniye liniy elektroperedachi sverkhvysokogo napryazheniya. SPb.: Energoatomizdat, 1993. 560 s.
6. **Gerkusov A. A.** Optimizatsiya parametrov i rezhimov elektroperedach v sistemakh elektrosnabzheniya: Dissertatsiya ... kandidata tekhnicheskikh nauk. Kazan, 2004. 162 s.
7. **Zevin A.A., Kuznetsova L.Ye., Li Khay Bo, Tikhodeyev N.N.** Novoye pokoleniye vozduzhnykh liniy elektroperedachi 110–500 kV s umenshennymi poteryami. *Rossiyskiy natsionalnyy simpozium po energetike. Sbornik dokladov. T.II*. Kazan, 2001. S. 23–27.
8. **Ryzhov Yu.P.** Dalniye elektroperedachi sverkhvysokogo napryazheniya: Uchebnik dlya Vuzov. M.: ZAO «Izdatelskiy dom MEI», 2007. 487 s.
9. **Pospelov G.Ye., Fedin V.T.** Peredacha energii i elektroperedachi: Uch. posobiye. Minsk: Adukatsyya i vykhavanne, 2003. 543 s.
10. **Aleksandrov G.N.** Optimizatsiya konstruktсии vozduzhnykh liniy elektroperedachi povyshennoy naturalnoy moshchnosti. *Elektrichestvo*. 1993. №1. S. 1–9. (rus.)
11. **Aleksandrov G.N.** Priroda reaktivnoy moshchnosti liniy elektroperedachi. *Trudy SPbGTU*. 2006. № 501. S. 100–109. (rus.)
12. **Pravila ustroystva elektroustanovok**. 6-ye izd. M.: Energoatomizdat, 1985. 630 s. (rus.)
13. **Novyye sredstva peredachi elektroenergii v energosistemakh / Pod red. G.N. Aleksandrova**. L.: Izd-vo LGU, 1987. 231 s. (rus.)

AUTHORS

GERKUSOV Aleksei A. — *Russian Railways*. 191040, Sankt-Peterburg, Transportnyi pereulok, d. 2. E-mail: Gerkusov_Alex@mail.ru

Дата поступления статьи в редакцию: 23.10.2016.