

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РЕЗЕРВНОЙ ФАЗЫ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 110-330 КВ

Д.С. Левин, Г.Г. Угаров

Саратовский государственный технический университет
410000, г. Саратов, ул. Техническая, 12
E-mail: pesok1104@mail.ru

Использование резервной фазы повысит надежность электроснабжения, позволив предотвратить аварийные отключения, вызванные однофазными повреждениями, и плановые отключения, вызванные плавкой гололедно-изморозевых отложений и частично ремонтом воздушных линий. Произведена экономическая оценка использования резервной фазы.

Ключевые слова: резервная фаза, грозозащитный трос, четвертый провод, воздушная линия электропередачи.

Надежное электроснабжение потребителя есть основная составляющая энергетической и экономической безопасности. Перерыв электроснабжения потребителей может приводить к широкомасштабным последствиям со значительными финансовыми потерями как со стороны потребителя, так и генерирующих объектов.

На долю ВЛ приходится 35-50 % от всех отказов оборудования энергетических систем. Обычно достижение необходимого уровня надежности осуществляется за счет резервирования элементов – выполнения так называемого критерия n-1 [1] для ВЛ, заключающегося в том, что вводится дополнительная резервная фаза (ФР) и при отключении одной из рабочих фаз линия сохраняет нормальный режим работы.

Актуальность вопроса введения резервной фазы на ВЛ определяется следующими факторами:

- необходимостью устойчивого функционирования и развития объектов энергетики как важнейших элементов инфраструктуры экономики страны;
- наличием ущербов, достигающих значительных величин, в различных областях инфраструктуры.

Использование ФР позволит предотвратить аварийные отключения, вызванные однофазными повреждениями, и плановые отключения, вызванные плавкой гололедно-изморозевых отложений и частично ремонтом ВЛ. Если же отключение линии не приводит к ограничению электроснабжения, данный факт все равно может иметь ряд негативных последствий, в частности таких как увеличение перетоков мощности, ослабление системных связей, снижение маневренности и устойчивости системы.

В качестве ФР изначально предполагалось рассмотрение традиционного грозозащитного троса, представляющего собой стальной канат, с обеспечением необходимого уровня его изоляции. В грозовой сезон грозотрос используется по своему основному функциональному назначению – для защиты ВЛ от поражений молнией, а при однофазных отключениях – как резервная фаза для передачи электроэнергии.

В качестве грозозащитных тросов на линиях 110 кВ применяются стальные канаты сечением 50 мм², провода – сталеалюминиевые АС с основными сечениями 70,

*Дмитрий Сергеевич Левин, аспирант.
Геннадий Григорьевич Угаров (д.т.н., проф.).*

120, 150, 185 мм². У стали значительно более высокое электрическое сопротивление $\rho_{ст} = 130 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$ по сравнению с алюминием $\rho_{ал} = 28,8 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$, к тому же зависящее от величины тока, протекающего по проводу, поэтому передача больших мощностей на значительные расстояния затруднена из-за больших потерь электроэнергии, посадки напряжения и несимметрии по обратной последовательности.

Анализ влияния грозотроса как фазного провода на параметры режима работы ВЛ проведен в [2] при использовании программного пакета для компьютерного моделирования Matlab. При натуральной мощности ВЛ 110 кВ в 42 МВт и предельном значении длины 80 км несимметрия по обратной последовательности составит порядка 12 %, потери мощности – 17 %, потери напряжения – 16 %. Поэтому было принято решение отказаться от традиционного грозотроса, выполненного как стальной канат, и заменить его на провод с параметрами рабочей фазы.

Как было сказано выше, нарушение электроснабжения может нести значительный финансовый ущерб. Ущерб от перерывов электроснабжения следует разделять на вызванный аварийными отключениями, обусловленными повреждениями элементов воздушных линий электропередачи (ВЛ) вследствие случайных внешних или внутренних воздействий, и плановыми, вследствие ремонта, плавки гололеда. Первоначально для оценки ущерба была использована формула [3]

$$Y_i = Y_{vi} + Y_{pi} = P_{отк,i} \cdot (\alpha_i \cdot K_{vi} + \beta_i \cdot K_{pi}), \quad (1)$$

где Y_{vi} – ущерб потребителей от простоя в результате аварии, тыс. руб.; Y_{pi} – ущерб от простоя при плановых отключениях, тыс. руб.; $P_{отк,i}$ – отключаемая часть нагрузки потребителя, МВт; α_i – удельный ущерб от аварийных отключений, тыс.руб./МВт·ч; β_i – удельный ущерб от плановых отключений, тыс.руб./МВт·ч; $K_{vi} = \omega \cdot T_v$ – коэффициент вынужденного простоя, о.е.; $K_{pi} = \mu \cdot T_{п.р}$ – коэффициент планового простоя, о.е.; ω – параметр потока аварийных отказов ВЛ (средняя частота отказов), 1/год; μ – параметр (частота) плановых отключений ВЛ, 1/год; T_v – среднее время восстановления электроснабжения, ч; $T_{п.р}$ – средняя длительность планового ремонта (простоя), ч.

Ущерб от простоя при плановых отключениях Y_{pi} в нашем случае разделяется на ущерб от простоя при плановом ремонте $Y_{п.р}$ и ущерб от простоя при плавке гололедно-изморозевых отложений $Y_{пл.}$, т. к. при плавке, как правило, линию приходится отключать. Поэтому удельный ущерб от плановых отключений β_i разделяется на удельный ущерб при ремонте $\beta_{п.р}$ и удельный ущерб при плавке гололедно-изморозевых отложений $\beta_{пл.}$, определяемый как отключение с заблаговременным предупреждением потребителей. Тогда формула (1) примет вид

$$Y_i = Y_{vi} + Y_{п.рi} + Y_{плi} = P_{отк,i} \cdot [(\alpha_i \cdot \omega_L \cdot T_v \cdot K_{1ф.к.з.} \cdot K_{у.о.} + \beta_{п.р.} \cdot \mu_L \cdot T_{п.р.}) \cdot K_{ф.} + \beta_{пл.} \cdot N_{пл.} \cdot T_{пл.}], \quad (2)$$

где $K_{1ф.к.з.} = 0,8$ – доля однофазных к.з. от остальных видов отключений ВЛ, о.е.; $K_{у.о.} = 0,25$ – доля устойчивых однофазных к.з., отн. ед.; $K_{ф.} = 0,63$ – доля фазных повреждений (проводов, изоляторов, арматуры); $T_{пл.}$ – среднее время плавки гололедно-изморозевых отложений, ч; $N_{пл.}$ – количество плавков в зимний период, приходящихся на ВЛ, 1/год.

Так как значения частоты аварийных отключений ω и частоты плановых ремонтов μ даются на 100 км длины ЛЭП, то для линии произвольной длины L за год $\omega_L = \omega \cdot L / 100$; $\mu_L = \mu \cdot L / 100$.

В проводимых расчетах стоимость ущерба оценивается исходя из зарубежного опыта компенсации ущерба потребителям в размере 1,5 – 4 долл./кВт·ч для сети об-

щего пользования с различным составом потребителей [1]. Примем, что удельный ущерб от аварийных отключений $\alpha_i = 45$ тыс.руб./МВт·ч.

Ремонт ВЛ производится в основном в летнее время, когда нагрузка минимальна и линию можно отключить, поэтому ущерб от планового отключения для ремонта примем равным нулю.

При плавке гололедно-изморозевых отложений, как правило, отключают линию. Отключение происходит с заблаговременным предупреждением потребителей по заявке. При этом персоналом могут быть предприняты специальные организационно-технические мероприятия, и так как среднее время плавки $T_{пл}$ составляет от 0,5 до 1 часа, то на столь малый промежуток времени возможно загрузить другие ВЛ с учетом допустимой перегрузки. Поэтому удельный ущерб при плавке гололедно-изморозевых отложений $\beta_{пл}$ также примем равным нулю.

Количественные оценки показателей надежности ВЛ 110-330 кВ приведены в табл. 1 [3].

Таблица 1

Количественные оценки показателей надежности ВЛ классом напряжения 110-330 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Частота отключений ω , 1/год на 100 км	Время восстановления T_v , ч
110 (157)	1,1	9
220	0,6	10
330	0,5	12

Увеличение стоимости строительства ВЛ с резервной фазой по сравнению с аналогичной одноцепной линией традиционного исполнения составляет от 17 до 28 % [4]. Примем, что затраты на линию с резервной фазой составляют 28 %. Исходя из базисных показателей стоимости ВЛ 110 – 330 кВ [5] затраты на оборудование ВЛ резервной фазой составят порядка 308 тыс.руб./км для ВЛ 110кВ, 445,2 тыс.руб./км – 220 кВ, 686 тыс.руб./км – 330 кВ.

Предварительная мощность, передаваемая по ЛЭП, и предельное значение длины определяются исходя из табл. 2 [6].

Таблица 2

Натуральная мощность и предельные значения длины ВЛ классом напряжения 110-330 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Натуральная мощность ВЛ, МВт	Предельное значение длины ВЛ, км
110 (157)	40	80
220	160	250
330	360	400

Увеличение капитальных затрат Z на установку резервной фазы окупится за время $T = Z/U$, лет.

В табл. 3 приведены затраты на эксплуатацию резервной фазы Z и ущерб от перерыва электроснабжения U , вычисленный по формуле (2).

Вследствие неучастия резервной фазы в общей транспозиции и изменения расстояния между фазами ВЛ происходит изменение потоков мощности и напряжений в фазах, что приводит к появлению несимметрии напряжений по обратной последовательности. Если несимметрия будет превышать установленный предел в 2 %, то необходимо применение симметрирующих устройств, в качестве которых предлагается использовать ферромагнитные вставки переменного тока (ФВПТ), близкие по принципу действия к фазоповоротным трансформаторам. Их стоимость составляет

порядка 40-50 \$/кВА [7]. Примем, что средняя стоимость симметрирующего устройства составит 50 \$/кВА.

Таблица 3

Соотношение средних затрат на эксплуатацию ФР и ущербов от ограничения электроснабжения

Напряжение ВЛ, кВ	Стоимость резервной фазы З, млн руб.	Ущерб от ограничения электроснабжения У, млн руб/год	Срок окупаемости Т, лет
110	24,6	2,1	12
220	111,3	30,2	4
330	274,4	73,5	4

Затраты на эксплуатацию резервной фазы совместно с симметрирующим устройством и ущерб от перерыва электроснабжения приведены в табл. 4.

Таблица 4

Соотношение средних затрат на эксплуатацию ФР совместно с симметрирующим устройством и ущербов от ограничения электроснабжения

Напряжение ВЛ, кВ	Стоимость резервной фазы и симметрирующего устройства З, млн руб.	Ущерб от ограничения электроснабжения У, млн руб/год.	Срок окупаемости Т, лет
110	84,6	2,1	41
220	470,6	30,2	9
330	1011	73,5	8

Выводы. Приблизительно оценены затраты на использование резервной фазы и симметрирующего устройства. С учетом аварийных отключений, вызванных однофазными повреждениями, и плановых отключений, вызванных плавкой гололедно-изморозевых отложений и частично ремонтом ВЛ, были приблизительно определены сроки окупаемости резервной фазы и симметрирующего устройства. Исходя из определенного ущерба и срока окупаемости применение ВЛ с резервной фазой оказывается вполне предпочтительно по экономическим соображениям для ВЛЭП 220-330 кВ и экономически невыгодно при совместном использовании резервной фазы с симметрирующим устройством для ВЛЭП 110 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. – ФГУП НТЦ «Промышленная безопасность». – М., 2006.
2. Левин Д.С., Карнаух А.В., Вырыханов Д.А., Узаров Г.Г. Использование грозозащитного троса в качестве резервной фазы на воздушных линиях электропередачи // Вестник Саратовск. гос. техн. ун-та. – 2010. – № 4(51), вып. 3. – С. 76-81.
3. Савоськин Н.Е. Надежность электрических систем: Учеб. пособие. – Пенза: Изд-во Пензенского гос. ун-та, 2004. – 101 с.
4. Жанаев Д.Т., Заславская Т.Б. Линии электропередач с резервной фазой. – Саратов: Изд-во Саратовск. гос. ун-та, 1990. – 121 с.
5. Укрупненные показатели стоимости нового строительства (реконструкции) подстанций напряжением 35-750 кВ и воздушных линий электропередачи напряжением 6-750 кВ. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.
6. Методические рекомендации по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства. Утверждены приказом Минпромэнерго России от 30 апреля 2008 г. № 216.

7. Александров Г.Н. Передача электрической энергии. 2-е изд. – СПб.: Изд-во политехн. ун-та, 2009. – 412 с. (Энергетика в политехническом университете).

Статья поступила в редакцию 23 ноября 2011 г.

THE EFFICIENCY USE OF A RESERV PHASE ON OVERHEAD TRANSMISSION LINES 110-330 KV

D.S. Levin, G.G. Ugarov

Saratov State Technical University
12, Tehnicheskaya st., Saratov, 410000

The use of a reserve phase will increase the reliability to power supply, allowing to prevent accidents caused by the single-phase short circuit, and planned outages caused by fuse of the glaze-wind depositions and partially renovated overhead lines. There was did the economic assessment of the use of a reserve phase. The authors present an economic assessment of using a reserve phase.

Keywords: *reserve phase, ground wire, fourth wire, overhead transmission line.*