Научно-технический центр Единой энергетической системы

ИЗВЕСТИЯ НТЦ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ



Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург 2012

УДК 621.311; 621.314-316

Редакционная коллегия

Кощеев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор; Асанбаев Ю. А., д-р техн. наук; Вагин В. П., канд. техн. наук; Васильев Ю. С., академик РАН; Воропай Н. И., чл.-корр. РАН; Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент; Горюнов Ю. П., канд. техн. наук, доцент; Зеккель А. С., д-р техн. наук; Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор; Попков Е. Н., д-р техн. наук, профессор; Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора; Фролов О. В., канд. техн. наук; Шакарян Ю. Г., д-р техн. наук, профессор.

Известия НТЦ Единой энергетической системы в Интернете

Общие сведения о научном журнале «Известия НТЦ Единой энергетической системы», условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php.

Журнал включен в базу данных «Российский индекс научного цитирования» (РИНЦ), размещенную на платформе Национальной электронной библиотеки на сайте: http://www.elibrary.ru.

Адрес редакции: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС». Тел. (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: nto@ntcees.ru.

ISSN 1995-7025

© ОАО «НТЦ ЕЭС», 2012

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
Асанбаев Ю. А.	
Мгновенные мощность и энергия при несинусоидальных процессах в электрических цепях	6
Ерохин П. М., Неуймин В. Г., Александров А. С., Максименко Д. М.	
Моделирование устройств FACTS в задачах расчета и оптимизации режимов энергосистем	22
Бердин А. С., Коваленко П. Ю., Плесняев Е. А.	
Влияние погрешности измерений РМU при определении параметров схемы замещения ЛЭП	29
Ерохин П. М., Неуймин В. Г., Шубин Н. Г., Максименко Д. М.	
Использование оптимизационных методов внутренней точки для оценивания состояния энергосистем	39
Козлов А. В.	
О необходимости учета «мертвой зоны» дифференциальной защиты шин при моделировании переходных процессов	46
Сорокин Д. В.	
Оценка влияния планируемых вводов генераторного и электросетевого оборудования на качество демпфирования колебаний в перспективных схемах энергосистем на примере ОЭС Северо-Запада	54
Романов И. С.	
Применение устройств продольной компенсации с тиристорным управлением для повышения запасов динамической устойчивости и качества демпфирования послеаварийных колебаний мощности	62
Сорокин Д. В., Рындина И. Е.	
Повышение эффективности применения статических тиристорных компенсаторов в энергосистемах на основе оптимизации настроек	70
	12
Виштибеев А. В., Глущенко Е. А., Гузеев А. В., Жигалов Е. С. Особонности рокойной социальный лика октирно оконтирных сотой	
на примере устройства продольной компенсации	82
Капитула Ю. В.	
Разработка алгоритма защиты неоднородной линии постоянного тока, основанного на волновом методе	92
Капитула Ю. В.	
Разработка и исследование алгоритма дифференциальной защиты кабельно-воздушной линии постоянного тока	101

Бондаренко А. С., Леонов Н. В., Репин А. В., Селиванов Р. С., Шершнев А. Ю.	
Методика испытаний высоковольтных преобразователей	107
Новикова А. Н., Шмараго О. В., Данилевский С. С.	
Проблемы грозозащиты ВЛ СВН в гололедных районах	117
Галанов В. И. (некролог)	132
Филиппов А. А. (некролог)	134

Технический редактор *М. В. Леонтьева* Компьютерная верстка *А. Г. Курбатов*

Подписано в печать 30.08.2012Формат 70×108/16Тираж 300 экз.Заказ 9778b.Печ. л. 8,75

Отпечатано с готового оригинал-макета в типографии Издательства Политехнического университета. 195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

Начиная с данного номера, наш сборник «Известия НИИ постоянного тока» изменил название – теперь это журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы». Формально смена названия является следствием смены названия института. Однако, если обратиться к содержанию журнала, то можно заметить, что в течение времени оно изменилось в определенном направлении. Так первые номера сборника были посвящены практически полностью проблемам постоянного тока, затем во все в большем объеме стали появляться статьи по технике высоких напряжений постоянного и переменного тока. Статьи по системной тематике в сборниках 1950-х – начала 1960-х годов были единичными. Но с середины 1960-х годов эта тематика стала занимать все большее место в объеме сборников, и эта тенденция сохраняется до настоящего времени.

В данном номере различным аспектам системной тематики посвящены 9 из 13 статей сборника.

Методическим вопросам моделирования энергосистемы и ее элементов, исследований и расчетов нормальных и аварийных режимов энергосистем посвящены статьи Ю. А. Асанбаева, А. В. Козлова, Н. Г. Шубина, В. Г. Неуймина, П. Ю. Коваленко и других (№ 1–5).

В статьях Д. В. Сорокина, И. С. Романова, А. В. Виштибеева и других (№ 6–9) рассмотрены некоторые вопросы развития энергосистем и повышения их устойчивости и управляемости, в том числе с использованием устройств *FACTS*.

К вопросам передачи электроэнергии постоянным током и преобразовательной техники относятся две статьи Ю. В. Капитулы, в которых предлагаются новые решения по защите линий постоянного тока (№ 10, 11), а также статья А. Ю. Шершнева, А. В. Репина, А. С. Бондаренко и других, отражающая результаты разработки и применения методики высоковольтных, импульсных и токовых испытаний управляемого выпрямителя для плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ (№ 12).

Проблемы грозозащиты воздушных линий в «гололедных» районах рассмотрены в статье А. Н. Новиковой и других (№ 13).

В заключение сообщаем читателям журнала, что, начиная с данного номера, журнал будет выпускаться дважды в год. При этом превалирование системной тематики отнюдь не означает снижения интереса к традиционной для нашего журнала тематике, связанной с передачей электроэнергии постоянным и переменным током, преобразовательной техникой и техникой высокого напряжения.

Приглашаем авторов и читателей к дальнейшему сотрудничеству.

Главный редактор «Известий НТЦ Единой энергетической системы» Л. А. Кощеев

УДК 621.319

Ю. А. Асанбаев

Мгновенные мощность и энергия при несинусоидальных процессах в электрических цепях

Современная электроэнергетика характеризуется ростом нелинейных нагрузок большой единичной мощности, сопровождающихся усиленными искажениями напряжения и тока. При этом возрастают требования к точности коммерческих измерений мощности и энергии. Измерение активной мощности и энергии не вызывает особых трудностей. Однако измерение реактивной мощности и энергии требует преодоления принципиальных трудностей, объясняющихся отсутствием общепринятых определений реактивной и ключевой составляющих мгновенной энергии/мощности. Показано, что мгновенная энергия/мощность в несинусоидальных процессах может быть представлена в виде суммы активной и пассивной составляющих. Чстанованые энергия/мощность в общем случае могут быть представлены в виде суммы ключевой, реактивной индуктивной и реактивной составляющих. Установлены взаимосвязи между активными и пассивными составляющими токов и напряжений в контурах, узлах и всей цепи в целом. Показано, что в узлах и контурах цепи соблюдается баланс раздельно для мгновенной мощности/энергии и для ее активных и пассивных составляющих.

Ключевые слова: Метод мгновенных значений, несинусоидальные процессы, составляющие напряжений и токов, активные и пассивные составляющие энергии и мощности, баланс активных, реактивных и ключевых составляющих энергии и мощности.

Введение

Ни одна область электротехники не вызвала такого потока публикаций, как энергетические процессы в электрических цепях. Объединенные усилия физиков и электротехников, в течение более ста лет разрабатывавших эту проблему, до сих пор не привели к созданию общепризнанной теории энергетических процессов [1, 2]. Противоречия существуют даже в простых синусоидальных системах, где все считается ясным [3, 4]. Так, например, понятен процесс колебаний энергии между индуктивностью и источником. Энергия и мощность, участвующие в этом процессе, поддаются измерению с помощью обычных ваттметров и счетчиков электроэнергии, измеряющих мгновенные значения. Однако не удается сконструировать прямой измеритель реактивной энергии источника, основанный на какихлибо физических проявлениях реактивной энергии $W_Q = nT_0UI \sin \varphi$ (здесь и далее $T_0 -$ период, n = 1, 2, 3...) и пояснения этого факта отсутствуют, поскольку нет универсального общепринятого определения реактивной мощности.

Ниже рассматриваются энергетические процессы в электрических цепях при периодических несинусоидальных токах и напряжениях. В основе рассмотрения лежит метод временных функций (метод мгновенных значений). Даны уточненные определения составляющих энергии и мощности и их физическая интерпретация.

1. Основные понятия и определения

Во временной области электрические процессы в цепи описываются законами Кирхгофа и законом сохранения энергии [1]

$$\sum_{k=1}^{n_i} i_k(t) = 0; \qquad \sum_{k=1}^{n_u} u_k(t) = 0;$$

$$\sum_{k=1}^{n_\pi} p_k(t) = \sum_{k=1}^{n_\pi} u_k(t) i_k(t) = \sum_{k=1}^{n_e} e_k(t) i_k(t) + \sum_{k=1}^{n_i} u_k(t) j_k(t),$$
(1)

где $i_k(t)$ – мгновенный ток *k*-й ветви;

n_i – число ветвей узла;

 $u_k(t)$ – мгновенное напряжение на k-й ветви контура;

*n*_{*u*} – число ветвей контура;

n_п – число пассивных элементов цепи;

n_e – число источников ЭДС;

 n_i – число источников вынуждающих токов $j_k(t)$;

 $p_k(t) = u_k(t)i_k(t)$ – мгновенная мощность *k*-й ветви.

Приведенные соотношения являются исходной базой для исследования энергетических процессов. Экспериментальные данные показывают, что в периодических процессах в электрической цепи можно определить несколько видов электромагнитной энергии и мощности.

Определение 1. Полная мгновенная мощность s(t) двухполюсника есть скорость передачи энергии в данный момент времени, равная произведению мгновенных значений напряжения и тока на входе двухполюсника:

$$s(t) = u(t)i(t) = U_m I_m \eta_u(t) \eta_i(t), \qquad (2)$$

где U_m , I_m – максимальные значения u(t), i(t) на периоде,

 $\eta_u(t)$, $\eta_i(t)$ безразмерные функции времени, не превышающие 1;

$$\eta_u(t) = u(t)/U_m; \ \eta_i(t) = i(t)/I_m,$$

Определение 2. Мгновенная активная мощность p(t) двухполюсника есть скорость передачи энергии в данный момент времени, равная произведению мгновенных значений напряжения и тока на входе двухполюсника, если напряжение и ток имеют одинаковую форму:

$$p(t) = u(t)i(t) = U_m I_m \eta_u(t)\eta_i(t) = U_m I_m \eta^2(t)$$

при
$$\frac{u(t)}{i(t)} = \frac{U_m \eta(t)}{I_m \eta(t)} = \frac{U_m}{I_m} = \text{const.}$$
(3)

Соотношение $u(t)/i(t) = U_m/I_m = \text{const}$ является выражением условия, при котором на входе двухполюсника существует только активная мощность.

Определение 3. Мгновенная пассивная мощность двухполюсника q(t) есть скорость передачи энергии в данный момент времени, равная произведению мгновенных значений напряжения и тока на входе двухполюсника, если напряжение и ток ортогональны

$$q(t) = u(t)i(t) \quad \text{при} \int_0^{T_0} \eta_u(t)\eta_i(t) \, dt = 0.$$
(4)

Соотношение ортогональности $\int_{0}^{T_0} \eta_u(t) \eta_i(t) dt = 0$ является выражением условия, при котором количество переданной энергии на входе двухполюсника за период T_0 равно нулю.

Наиболее общим видом мгновенной мощности является полная мощность, которая в соответствии с (2) существует в любом элементе и участке цепи, где мгновенные ток и напряжение не равны тождественно нулю. На разных участках цепи полная мощность может принимать вид активной или пассивной, либо быть равной их суммарному значению.

Соотношение (3) удовлетворяется только при $\eta_u(t) = \eta_i(t) = \eta(t)$. В соответствии с этим на входе двухполюсника чисто активная мощность может существовать в случае, если двухполюсник состоит из одних постоянных резисторов, ибо только в этом случае имеем:

$$p(t) = s(t) = u(t)i(t) = U_m I_m \eta^2(t).$$
(5)

Уравнение ортогональности $\int_0^{T_0} \eta_u(t)\eta_i(t) dt = 0$ имеет бесчисленное множество решений. Для каждого решения существует свой идеальный элемент цепи, для которого справедливо общее соотношение (4) и некоторое дополнительное условие связи между $\eta_u(t)$ и $\eta_i(t)$, характерное для данного вида элемента. В настоящее время известны три таких идеальных элемента: ключ, индуктивность и емкость. Для ключа имеется дополнительное условие, определяющее мгновенную ключевую мощность $q_{\kappa n}(t)$, равную полной мощности ключа $s_{\kappa n}(t)$

$$s_{\kappa\pi}(t) = q_{\kappa\pi}(t) = U_m I_m \eta_u(t) \eta_i(t).$$
(6)

Из физической природы ключа вытекает дополнительное условие к (6) $\eta_u(t)\eta_i(t) \equiv 0$. Отсюда полная мгновенная и мгновенная ключевая мощности также тождественно равны нулю

$$s_{\kappa\pi}(t) = q_{\kappa\pi}(t) = U_m I_m \eta_u(t) \eta_i(t) \equiv 0.$$
⁽⁷⁾

Это условие подтверждает, что передача и преобразование энергии в идеальном ключевом элементе отсутствуют.

Для индуктивности существует дополнительное условие

$$u(t) = U_m \eta_u(t) = L I_m \frac{d\eta_i(t)}{dt},$$
(8)

где $\eta_u(t) = LI_m U_m^{-1} \frac{d\eta_i(t)}{dt}.$

С учетом дополнительного условия $\eta_u(t) = LI_m U_m^{-1} \frac{d\eta_i(t)}{dt}$ полная мгновенная мощность индуктивности $s_L(t)$ есть пассивная мгновенная мощность индуктивности $q_L(t)$, равная

$$s_L(t) = q_L(t) = U_m I_m \eta_u(t) \eta_i(t) = L I_m^2 \eta_i(t) \frac{d\eta_i(t)}{dt}.$$
(9)

Поскольку это выражение удовлетворяет условию ортогональности (4), мгновенная мощность $q_L(t)$ на периоде изменяет знак. На некоторых интервалах времени периода мощность положительна и энергия из цепи поступает в индуктивность и там запасается в магнитном поле. На других интервалах времени мгновенная мощность отрицательна и энергия магнитного поля возвращается в цепь, так что суммарное изменение энергии за период равно нулю.

Для емкости конденсатора к соотношению (4) справедливо дополнительное условие

$$u(t) = U_m \eta_u(t) = \frac{I_m}{C} \int_0^t \eta_i(t) \, dt$$
, где $\eta_u(t) = \frac{I_m}{CU_m} \int_0^t \eta_i(t) \, dt.$ (10)

С учетом дополнительного условия $\eta_u(t) = \frac{I_m}{CU_m} \int_0^t \eta_i(t) dt$, полная мгновенная мощность емкости $s_c(t)$ есть пассивная мгновенная мощность $q_c(t)$

$$s_{C}(t) = q_{C}(t) = U_{m}I_{m} \eta_{u}(t)\eta_{i}(t) = I_{m}^{2}C^{-1}\eta_{i}(t) \int_{0}^{t}\eta_{i}(t) dt.$$
(11)

Пассивная мгновенная мощность емкости есть знакопеременная величина, что свидетельствует об изменении на периоде направления потока энергии. При положительной мощности энергия цепи запасается в электрическом поле конденсатора, а при отрицательном она возвращается в цепь.

Таким образом, мгновенная полная мощность в электрической цепи существует в четырех видах: активном, ключевом, реактивном (индуктивном или емкостном). Если выделенный участок цепи содержит различные элементы, полная мощность на входе такого участка определяется совокупностью мощностей отдельных элементов. В этом случае полная мощность участка может содержать и активную, и различные пассивные составляющие.

Помимо перечисленных выше элементарных видов пассивной мощности в сложных электрических цепях с несколькими источниками могут возникать некоторые особые виды пассивной мощности. Например, если в цепи действуют два источника синусоидальных ЭДС, сдвинутые по фазе, то даже при чисто резистивной нагрузке в обоих источниках появляются пассивные составляющие *уравнительной* мощности [5]. Если спектр несинусоидального напряжения (тока) содержит гармоники, которые отсутствуют в токе (напряжении), в цепи возникает пассивная мощность *искажений* [5].

2. Активная и пассивная составляющие полной мгновенной мощности

В общем случае полная мгновенная мощность на входе участка цепи (двухполюсника) s(t) = u(t)i(t) должна содержать и активную, и пассивную составляющие. В соответствии с (3) активная составляющая должна иметь ток и напряжение одинаковой формы, совпадающей с формой напряжения u(t), или с формой тока i(t). Очевидно, в первом случае $s(t) = u(t)i(t) = u_a(t)i(t) + u_{\pi}(t)i(t)$. Этот случай соответствует разложению входного напряжения u(t) на активную $u_a(t) = R_3i(t)$ и пассивную $u_{\pi}(t) = u(t) - u_a(t)$ составляющие. Здесь входная цепь представляется в виде последовательного соединения эквивалентного резистора R_3 , напряжение на котором равно активному напряжению $u_a(t)$, и некоторого двухполюсника, напряжение на котором равно пассивному напряжению $u_{\pi}(t)$, ортогонального току i(t). Тогда полная мгновенная мощность равна:

$$s(t) = u_a(t)i(t) + u_{\pi}(t)i(t) = R_{\vartheta}i^2(t) + u_{\pi}(t)i(t) = p_u(t) + q_u(t), \quad (12)$$

где индексы *и* указывают на разложение мгновенного напряжения. Величина эквивалентного сопротивления R_3 определяется по формуле Фрезе [2,5]: $R_3 = I^{-2} \int_0^{T_0} u dt$ так, чтобы выполнялось соотношение ортогональности $\int_0^{T_0} u_{\pi} dt = 0$.

Если по физическому смыслу входная цепь может быть представлена в виде параллельного соединения эквивалентной проводимости и некоторого двухполюсника, через который проходит пассивный ток $i_{\pi}(t)$, ортогональный напряжению u(t), то формулы Фрезе принимают вид:

$$Y_{\mathfrak{I}} = U^{-2} \int_{0}^{T_{0}} u i dt$$
, и $\int_{0}^{T_{0}} i_{\pi} u dt = 0$

Полная мгновенная мощность при разложении тока:

$$s(t) = i_a(t)u(t) + i_{\pi}(t)u(t) = Y_{\vartheta}u^2(t) + i_{\pi}(t)u(t) = p_i(t) + q_i(t).$$
(13)

Соотношения (12), (13) справедливы для планарных цепей, состоящих из последовательно/параллельного соединения двухполюсников.

В сложной цепи с заданными мгновенными токами и напряжениями можно считать заранее известными мгновенные мощности всех идеальных элементов. Определению подлежат мгновенные мощности источников энергии, или питающие напряжения для сложных участков цепи. Последовательное применение формул Фрезе позволяет определить все составляющие мгновенной мощности различных участков цепи.

Определение 4. Мгновенная полная энергия двухполюсника $w_s(t)$ на интервале времени [0, t] есть интеграл от мгновенной полной мощности двухполюсника за тот же интервал времени:

$$w_s(t) = \int_0^t s(t)dt = \int_0^t p(t)dt + \int_0^t q(t)dt = w_p(t) + w_q(t), \tag{14}$$

где $w_p(t)$ и $w_q(t)$ – соответственно активная и пассивная мгновенные энергии двухполюсника.

Если $t < T_0$, первый интеграл дает работу $w_p(t)$, совершенную в двухполюснике за рассматриваемый интервал времени (т. е. мгновенную активную энергию), а второй интеграл дает мгновенную пассивную энергию обмена $w_q(t)$. В (14) мгновенные энергии $w_p(t)$ и $w_q(t)$ имеют одинаковую физическую природу и поэтому могут измеряться одинаковыми приборами. При несинусоидальных напряжениях и токах мгновенная энергия магнитного поля индуктивности катушки $w_L(t) = 0.5Li^2(t)$, а электрического поля емкости $w_C(t) = 0.5Cu^2(t)$. Поскольку $i^2(t)$, $u^2(t) - функ$ ции знакопостоянные, мгновенные энергии обоих полей всегда имеют постоянныесоставляющие, которые отсутствуют в пассивной (обменной) энергии цепи. Постоянная составляющая определяет затраты энергии источником в процессе установления периодического режима в цепи. Эта энергия рассеивается при уничтоженииполей.

При $t = nT_0$ в периодическом процессе второй интеграл обращается в нуль в силу условия ортогональности (4), и полная мгновенная энергия становится чисто

активной: $w_s(nT_0) = w_p(nT_0)$. Величина выполненной работы может возрастать неограниченно, пропорционально nT_0 . Пассивная же мгновенная энергия на каждом периоде колеблется от нулевого значения до некоторого максимального, определяемого величиной параметров *L*, *C* и максимальными значениями напряжения и тока. В силу этого, при достаточно большом *t* всегда можно получить $w_p(t) \gg w_q(t)$, т. е. при достаточно большом интервале наблюдения источник отдает в основном мгновенную активную энергию. При выполнении условия $w_p(t) \gg w_q(t)$ в сложных сетях пассивная составляющая мощности должна учитываться при оптимизации активных потерь.

3. Баланс мгновенных энергии и мощности

Баланс мгновенных мощностей и энергии в узлах. В соответствии с методом узловых потенциалов все ветви, подключенные к k-му узлу, находятся под одним узловым потенциалом $u_k(t)$ относительно выбранной нулевой точки («земли»). Поэтому для определения составляющих мощностей надо разложить токи всех ветвей узла на активные и пассивные, используя формулы Фрезе. Для узла справедливы соотношения:

$$i_{kl}(t) = i_{kla}(t) + i_{kl\pi}(t),$$
 (15)

где *i*_{kl} – ток *l*-й ветви *k*-го узла, т. е. ветви, соединяющей *k*-й узел с *l*-м;

 i_{kla} – активная составляющая тока i_{kl} , $i_{kla} = U_k^{-2} \int_0^{T_0} u_k i_{kl} dt$, U_k – действующее значение узлового напряжения;

 $i_{kl\pi}$ – пассивная составляющая тока i_{kl} , $i_{kl\pi} = i_{kl} - i_{kla}$.

Умножив обе части соотношения (15) на узловое напряжение u_k , получим уравнение для полной s_{kl} , активной p_{kl} и пассивной q_{kl} составляющих мгновенной мощности в *l*-й ветви *k*-го узла:

$$s_{kl} = i_{kl}u_k = i_{kla}u_k + i_{kl\pi}u_k = p_{kl} + q_{kl}.$$
 (16)

По первому закону Кирхгофа

$$\sum_{l=1}^{L_n} i_{kl} = 0, (17)$$

где L_n – число ветвей в *k*-м узле.

Из (15)-(17) получаем уравнения баланса мощностей в узле:

$$\begin{split} \sum_{l=1}^{L_{n}} s_{kl}(t) &= \sum_{l=1}^{L_{n}} i_{kl}(t) \, u_{k}(t) = u_{k}(t) \sum_{l=1}^{L_{n}} i_{kl}(t) = 0; \\ \sum_{l=1}^{L_{n}} p_{kl}(t) &= \sum_{l=1}^{L_{n}} u_{k}(t) \, i_{kla}(t) = u_{k}(t) \sum_{l=1}^{L_{n}} i_{kla}(t) = \\ &= U_{k}^{-2} u_{k}^{2}(t) \int_{t=0}^{T_{0}} u_{k} \sum_{l=1}^{L_{n}} i_{kl} \, dt = 0; \\ \sum_{l=1}^{L_{n}} q_{kl}(t) &= \sum_{l=1}^{L_{n}} u_{k}(t) \, i_{kl\pi}(t) = 0, \end{split}$$

$$(18)$$

поскольку

$$\sum_{l=1}^{L_n} s_{kl}(t) = \sum_{l=1}^{L_n} p_{kl}(t) + \sum_{l=1}^{L_n} q_{kl}(t) = 0.$$
⁽¹⁹⁾

Таким образом, при несинусоидальных токах и напряжениях во всех узлах цепи имеет место раздельный баланс мгновенных полной, активной и пассивной мощности.

Определим баланс мгновенной энергии в узле. Для этого проинтегрируем (19) за интервал времени $t = nT_0 + \Delta t$, где $\Delta t \leq T_0$. Тогда получим уравнения баланса мгновенной энергии в *k*-м узле:

$$\sum_{l=1}^{L_n} w_{skl} (nT_0 + \Delta t) = \sum_{l=1}^{L_n} w_{pkl} (nT_0 + \Delta t) + \sum_{l=1}^{L_n} w_{qkl} (nT_0 + \Delta t) = 0.$$
(20)

При $\Delta t = 0$ пассивная энергия в каждой ветви равна нулю и полная мгновенная энергия ветви равна активной. С возрастанием *n* полная и активная энергии ветви возрастают неограниченно. В то же время мгновенная пассивная энергия колеблется около нулевого значения, оставаясь ограниченной по величине. Поэтому $\lim_{n\to\infty} w_{skl}(nT_0 + \Delta t) = w_{pkl}(nT_0 + \Delta t)$. В соответствии с (18) и (20) для мгновенных полной, активной и пассивной энергий в узле сохраняется раздельный баланс для каждого вида энергии.

Баланс мгновенных мощностей и энергии в контурах. В соответствии со вторым законом Кирхгофа

$$\sum_{l=1}^{L_k} u_{kl}(t) = 0, (21)$$

где $u_{kl}(t)$ – напряжение *l*-го элемента *k*-го контура цепи (этот элемент является общим для *l*-го и *k*-го контуров цепи);

 L_k – число элементов в k-м контуре. Все элементы k-го контура цепи обтекаются контурным током i_{kk} , в качестве которого принимается ток собственного элемента контура. Спроектировав напряжения всех элементов на контурный ток, получим активные $u_{kla}(t)$ и пассивные $u_{kl\pi}(t)$ составляющие напряжений:

$$u_{kl}(t) = u_{kla}(t) + u_{kl\pi}(t),$$
 (22)

где $u_{kla}(t) = I_{kk}^{-2} \int_0^1 i_{kk} u_{kl} \ d\tau \ i_{kk}$,

 I_{kk} – действующее значение контурного тока;

 $u_{kl\pi}(t) = u_{kl}(t) - u_{kla}(t).$

Умножив обе части (22) на мгновенный контурный ток *i_{kk}*, получим соотношение для мгновенных мощностей *l*-го элемента *k*-го контура цепи:

$$u_{kl}(t)i_{kk} = u_{kla}(t)i_{kk} + u_{kl\pi}(t)i_{kk}$$
или $s_{kl}(t) = p_{kl}(t) + q_{kl}(t).$ (23)

Просуммировав (23) по всем элементам, получим уравнения мгновенных мощностей для *k*-го контура цепи:

$$\sum_{l=1}^{L_k} s_{kl}(t) = \sum_{l=1}^{L_k} p_{kl}(t) + \sum_{l=1}^{L_k} q_{kl}(t).$$
(24)

Отсюда получаем уравнение баланса полных мгновенных мощностей *k*-го контура цепи:

$$\sum_{l=1}^{L_k} s_{kl}(t) = i_{kk} \sum_{l=1}^{L_k} u_{kl}(t) = 0.$$
⁽²⁵⁾

Баланс активных и пассивных мощностей:

$$\sum_{l=1}^{L_k} p_{kl}(t) = i_{kk} \sum_{l=1}^{L_k} u_{kla}(t) = i_{kk}^2 I_{kk}^{-2} \int_0^{T_0} i_{kk} \sum_{l=1}^{L_k} u_{kl} dt = 0;$$
(26)

$$\sum_{l=1}^{L_k} q_{kl}(t) = \sum_{l=1}^{L_k} s_{kl}(t) - \sum_{l=1}^{L_k} p_{kl}(t) = 0.$$
(27)

Таким образом, для любого контура справедливы уравнения баланса раздельно для мгновенных полных, активных и пассивных мощностей.

Определим баланс мгновенных энергий в контуре. Для этого проинтегрируем (24) за интервал времени $t = nT_0 + \Delta t$. Тогда получим уравнения баланса мгновенных энергий в *k*-м контуре:

$$\sum_{l=1}^{L_n} w_{skl} (nT_0 + \Delta t) = \sum_{l=1}^{L_n} w_{pkl} (nT_0 + \Delta t) + \sum_{l=1}^{L_n} w_{qkl} (nT_0 + \Delta t) = 0.$$
(28)

При $\Delta t = 0$ пассивная энергия в каждой ветви равна нулю и полная мгновенная энергия ветви равна активной. С возрастанием *n* полная и активная энергии ветви возрастают неограниченно. В то же время мгновенная пассивная энергия колеблется около нулевого значения, оставаясь ограниченной по величине. Поэтому $\lim_{n\to\infty} w_{skl}(nT_0 + \Delta t) = w_{pkl}(nT_0 + \Delta t)$. В соответствие с соотношениями (25)–(28) в контуре сохраняется раздельный баланс для каждого вида энергии.

Полученные уравнения баланса имеют простой физический смысл: суммарные по всем ветвям узла потоки подходящих и уходящих мгновенных энергий за любой интервал времени должны быть равны между собой. Это утверждение справедливо и для суммарных потоков энергии в элементах контура. Поскольку в каждом элементе цепи сумма мгновенных активной и пассивной энергий дает полную энергию, баланс соблюдается и для полных мощностей и энергий.

Пример. Рассмотрим энергетические процессы в схеме рис. 1. Введем относительное время $\tau = t/T_0$. Положим, что на интервале $[0, \tau_1]$ периода ключ замкнут, а на интервале $[\tau_1, 1]$ – разомкнут. Длительность замкнутого состояния ключа – τ_1 , длительность разомкнутого $\tau_2 = 1 - \tau_1$.



Рис. 1

Положим, что величина емкости *C* очень велика, так что изменения тока на входе цепи при периодических переключениях столь невелики, что ими можно пренебречь (точное решение дифференциальных уравнений для данной цепи приведено в [5]). Ток емкости i_c в момент переключения τ_1 скачком изменяется от постоянного значения I_{c1} до значения I_{c2} . Тогда мгновенные токи и напряжения:

$$i_{g} = I_{g} = \text{const}; \quad E = R_{g}i_{g} + u_{l}; \quad u_{l} = R_{l1}i_{l} + U_{C\nu}; \quad i_{g} = i_{C} + i_{l}; \quad i_{l} = i_{l2} + i_{C\nu};$$
$$u_{l2} = u_{C\nu} = R_{l2}i_{l2}; \quad \int_{0}^{1} i_{C}d\tau = I_{C1}\tau_{1} + I_{C2}\tau_{2} = 0; \quad i_{C} = [I_{C1}, I_{C2}] = I_{C1}[1, -\tau_{1}/\tau_{2}].$$

Здесь используется матричная запись периодического процесса. $[I_{C1}, I_{C2}]$ – матрица межкоммутационных интервалов (см. приложение). $i_C = [I_{C1}, I_{C2}]$ эквивалентно:

 $i_C = I_{C1};$ при $0 \le \tau \le \tau_1;$ $i_C = I_{C2};$ при $\tau_1 \le \tau \le 1.$

Уравнения для двух интервалов периода:

$$\begin{cases} i_g = \frac{u_l}{R_{l1}} + I_{C1}; & \text{при } 0 \le \tau \le \tau_1; \\ i_g = \frac{u_l}{R_{l1} + R_{l2}} - I_{C1} \tau_1 / \tau_2; & \text{при } \tau_1 \le \tau \le 1 \end{cases}$$

Введем обозначение:

$$R_{\Sigma}^{2} = R_{l1} (R_{g} + R_{l1} + R_{l2}) + \tau_{1} R_{g} R_{l2}$$

Мгновенные токи и напряжения цепи:

$$\begin{split} u_{g} &= \frac{R_{g}(R_{l1} + \tau_{1}R_{l2})E}{R_{\Sigma}^{2}}; \qquad i_{g} = \frac{(R_{l1} + \tau_{1}R_{l2})E}{R_{\Sigma}^{2}}; \\ u_{l} &= \frac{R_{l1}(R_{l1} + R_{l2})E}{R_{\Sigma}^{2}}; \qquad i_{l} = \frac{E}{R_{\Sigma}^{2}}[(R_{l1} + R_{l2}), R_{l1}]; \\ u_{l1} &= \frac{R_{l1}E}{R_{\Sigma}^{2}}[R_{l1} + R_{l2}, R_{l1}]; \qquad i_{c} = \frac{R_{l2}E}{R_{\Sigma}^{2}}[-\tau_{2}, \tau_{1}]; \\ u_{cv} &= \frac{R_{l1}R_{l2}E}{R_{\Sigma}^{2}}[0, 1]; \qquad i_{l2} = \frac{R_{l1}E}{R_{\Sigma}^{2}}[0, 1]; \qquad i_{cv} = \frac{(R_{l1} + R_{l2})E}{R_{\Sigma}^{2}}[1, 0]. \end{split}$$

Действующие значения токов и напряжений:

$$\begin{split} U_g &= u_g = \frac{R_g(R_{l1} + \tau_1 R_{l2})}{R_{\Sigma}^2} E; \qquad I_g = i_g = \frac{R_{l1} + \tau_1 R_{l2}}{R_{\Sigma}^2} E; \\ U_l &= u_l = \frac{R_{l1}(R_{l1} + R_{l2})}{R_{\Sigma}^2} E; \qquad I_l = (R_{\Sigma}^2)^{-1} \sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2 \tau_1 + R_{l1}^2 \tau_2} E; \\ U_{l1} &= \frac{R_{l1}}{R_{\Sigma\Sigma}^2} \sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2 \tau_1 + R_{l1}^2 \tau_2} E; \qquad I_c = \sqrt{\tau_1 \tau_2} \frac{R_{l2}}{R_{\Sigma}^2} E; \\ U_{cv} &= \sqrt{\tau_2} \frac{R_{l1} R_{l2}}{R_{\Sigma}^2} E; \qquad I_{l2} = \sqrt{\tau_2} \frac{R_{l1}}{R_{\Sigma}^2} E; \qquad I_{cv} = \sqrt{\tau_1} \frac{(R_{l1} + R_{l2})}{R_{\Sigma}^2} E. \end{split}$$

Суть физических процессов в цепи можно описать, разложив мгновенные токи и напряжения на активные и пассивные составляющие, и рассматривая баланс мгновенных мощностей по контурам и узлам. В постоянных резисторах присутствует только активная мощность, в емкости – только реактивная, а в переключателе только ключевая. Напряжения U_g , U_l , ток I_g и ЭДС *E* имеют одинаковую форму (они все постоянны) и поэтому являются чисто активными. Ток i_l , по форме совпадает с напряжением u_{l1} а i_{l2} с u_{Cv} . Поэтому они тоже являются активными. Ток i_C ортогонален u_l и *E* и поэтому является чисто пассивным (реактивным), как и ток i_{Cv} , ортогональный u_{Cv} (ключевой ток). Баланс мгновенных мощностей при несинусоидальных процессах имеет некоторые особенности, связанные с тем, что составляющие мгновенных токов и напряжений могут представляться в разной форме. При этом среднее значение мощности за период может сохраняться, но баланс мгновенных значений не сохраняется ни на каких интервалах времени. В качестве примера рассмотрим баланс мгновенных активных мощностей в источнике и в резисторах R_g , R_{l1} , R_{l2} примера. Здесь мгновенная активная мощность источника $p_E(\tau) = i_g E = (R_{\Sigma}^2)^{-1} R_{\Sigma}^{-1} (R_{l1} + \tau_1 R_{l2}) E^2$ (как и мощность $p_g(\tau)$ резистора R_g). В то же время мгновенная мощность $p_{l1}(\tau)$ резистора R_{l1} , определяемая как произведение

тока резистора i_l на напряжение u_{l1} на нем $p_{l1}(\tau) = u_{l1}i_l = \frac{R_{l1}E^2}{(R_{\Sigma}^2)^2}[(R_{l1} + R_{l2})^2, R_{l1}^2],$

является переменной во времени величиной (как и мощность $p_{l2}(\tau)$ резистора R_{l2}). В силу этого, сумма мощностей $p_E(\tau) + p_g(\tau) = \text{const}$ ни на каком интервале времени принципиально не может быть равна сумме $p_{l1}(\tau) + p_{l2}(\tau) = \text{var}$ (хотя баланс средних за период активных мощностей остается в силе). Учитывая эти обстоятельства, для выявления баланса активных мощностей в узле необходимо спроектировать мгновенные токи всех ветвей на напряжение узла. Тогда все активные составляющие токов и мощностей будут иметь одинаковую временную форму, совпадающую с формой узлового напряжения. В такой форме записи обеспечивается баланс мгновенных активных мощностей для данного узла.

В рассматриваемом примере к узлу (1), находящемуся под напряжением $u_l(\tau)$, присоединены три ветви с токами i_g , $i_c(\tau)$, $i_l(\tau)$. По формулам Фрезе получаем разложение трех узловых токов на активные и пассивные составляющие относительно узлового напряжения:

$$i_{g} = i_{ga} = \frac{R_{l1} + \tau_{1}R_{l2}}{R_{\Sigma}^{2}}E; \qquad i_{C}(\tau) = i_{C\pi}(\tau) = \frac{R_{l2}E}{R_{\Sigma}^{2}}[-\tau_{2},\tau_{1}];$$

$$i_{l}(\tau) = \frac{E}{R_{\Sigma}^{2}}[(R_{l1} + R_{l2}), R_{l1}] = i_{la} + i_{l\pi}(\tau) = \frac{R_{l1} + \tau_{1}R_{l2}}{R_{\Sigma}^{2}}E + \frac{R_{l2}E}{R_{\Sigma}^{2}}[\tau_{2}, -\tau_{1}]$$

Умножив составляющие узловых токов на напряжение узла, получим уравнения баланса мгновенных мощностей в узле (1):

$$p_{g} = i_{ga}u_{l} = \frac{R_{l1}(R_{l1} + \tau_{1}R_{l2})(R_{l1} + R_{l2})}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}E^{2};$$

$$q_{C}(\tau) = i_{C\pi}u_{l} = \frac{R_{l1}R_{l2}(R_{l1} + R_{l2})}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}E^{2}[-\tau_{2}, \tau_{1}];$$

$$s_{l} = u_{l}i_{l} = u_{l}(i_{la} + i_{l\pi}) = \frac{R_{l1}(R_{l1} + \tau_{1}R_{l2})(R_{l1} + R_{l2})}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}E^{2} + \frac{R_{l1}R_{l2}(R_{l1} + R_{l2})}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}E^{2}[\tau_{2}, -\tau_{1}].$$

Отсюда получаем уравнения баланса мгновенных мощностей в узле (1):

$$s_l = p_l + q_l; \ p_l = p_g; \ q_l = q_c.$$

Это уравнение показывает, что полная мгновенная мощность s_l , в ветви с током i_l , может быть представлена в виде суммы активной p_l и пассивной q_l составляющих. Активная составляющая p_l равна мощности p_g , поступающей к узлу по ветви с током i_g , а пассивная составляющая q_l , равна пассивной мощности q_c в ветви с током i_c .

Используя эту же методику, можно получить уравнения баланса мгновенных мощностей для второго узла. Рассмотрение баланса мощностей во втором узле представляет интерес, поскольку в качестве пассивной мощности здесь выступает не реактивная (емкостная) мощность, как в первом узле, а ключевая мощность.

К узлу (2), находящемуся под напряжением $u_{Cv}(\tau)$, присоединены 3 ветви с токами $i_l(\tau), i_{Cv}(\tau), i_{l2}(\tau)$. По формулам Фрезе получаем разложение трех узловых токов на активные и пассивные составляющие относительно узлового напряжения u_{Cv} :

$$i_{l} = \frac{E}{R_{\Sigma}^{2}}[(R_{l1} + R_{l2}), R_{l1}] = i_{la} + i_{l\pi} = \frac{R_{l1}E}{R_{\Sigma}^{2}}[0, 1] + \frac{(R_{l1} + R_{l2})E}{R_{\Sigma}^{2}}[1, 0];$$

$$i_{l2} = i_{l2a} = \frac{R_{l1}E}{R_{\Sigma}^{2}}[0, 1]; \quad i_{Cv} = i_{Cv\pi} = \frac{(R_{l1} + R_{l2})E}{R_{\Sigma}^{2}}[1, 0]; \quad u_{Cv} = \frac{R_{l1}R_{l2}E}{R_{\Sigma}^{2}}[0, 1].$$

Умножив составляющие узловых токов на напряжение узла, получим уравнения баланса мгновенных мощностей в узле (2):

$$s_{l} = u_{Cv}i_{l} = \frac{R_{l1}^{2}R_{l2}E^{2}}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}[0,1] = u_{Cv}(i_{la} + i_{l\pi}) = p_{l} + q_{l} =$$

$$= \frac{R_{l1}^{2}R_{l2}E^{2}}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}[0,1] + \frac{R_{l1}R_{l2}(R_{l1} + R_{l2})}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}E^{2}[1,0][0,1] = \frac{R_{l1}^{2}R_{l2}E^{2}}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}[0,1];$$

$$p_{l2} = u_{Cv}i_{l2a} = \frac{R_{l1}^{2}R_{l2}E^{2}}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}[0,1];$$

$$q_{Cv} = u_{Cv}i_{Cv\pi} = \frac{R_{l1}R_{l2}(R_{l1} + R_{l2})}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}E^{2}[0,1][1,0] \equiv 0.$$

Отсюда получаем уравнения баланса мгновенных мощностей в узле (2):

$$s_l = p_l + q_l = p_{l2} + q_{Cv} = p_{l2}.$$

Полученные соотношения показывают, что по ветви i_l к узлу поступает активная мощность p_l . Точно такая же по величине мощность p_{l2} от узла (2) поступает в резистор R_{l2} : $p_l = p_{l2}$. Пассивная мощность q_l на входе узла (2), равная произведению $u_{Cv}i_{l\pi}$, на всем периоде тождественно равна нулю:

$$q_l = \frac{R_{l1}R_{l2}(R_{l1} + R_{l2})}{(R_{\Sigma}^2)^2} E^2[1, 0][0, 1] \equiv 0.$$

Это означает, что мгновенная мощность q_l является ключевой. Ключевая составляющая появилась во входной мощности узла вследствие того, что в ветви i_{Cv} также присутствует ключевая мощность $q_{Cv} = \frac{R_{l1}R_{l2}(R_{l1}+R_{l2})}{(R_{\Sigma}^2)^2}E^2[0,1][1,0] \equiv 0.$

В заключение рассмотрим баланс мгновенных мощностей в двух контурах. Первый контур (см. рис. 1) включает контурный ток $i_{11} = i_g = R_{\Sigma}^{-1}(R_{l1} + \tau_1 R_{l2})E$, ЭДС источника E, напряжение $u_g = R_{\Sigma}^{-1}R_g(R_{l1} + \tau_1 R_{l2})E$, напряжение $u_l = R_{\Sigma}^{-1}R_{l1}(R_{l1} + \tau_1 R_{l2})E$. В первом контуре все напряжения и токи являются постоянными, и поэтому все мгновенные мощности здесь чисто активные. Мощность источника p_E равна сумме активных мощностей p_g резистора R_g и мощности p_l , поступающей во второй контур:

$$p_E = Ei_{11} = (R_{\Sigma}^2)^{-1}(R_{l1} + \tau_1 R_{l2})E^2 = u_g i_{11} + u_l i_{11} = p_g + p_l =$$

= $(R_{\Sigma}^2)^{-2}R_g(R_{l1} + \tau_1 R_{l2})^2E^2 + (R_{\Sigma}^2)^{-2}R_{l1}(R_{l1} + \tau_1 R_{l2})^2E^2 = p_E.$

Во втором контуре действуют контурный ток $i_{22} = i_l = (R_{\Sigma}^2)^{-1} E[R_{l1} + R_{l2}, R_{l1}]$, входное напряжение $u_l = (R_{\Sigma}^2)^{-1}R_{l1}(R_{l1} + R_{l2})E$, напряжение на резисторе R_{l1} $u_{l1} = (R_{\Sigma}^2)^{-1}R_{l1}E[R_{l1} + R_{l2}, R_{l1}]$, выходное напряжение $u_{Cv} = (R_{\Sigma}^2)^{-1}R_{l1}R_{l2}E[0, 1]$. Во втором контуре контурный ток по форме совпадает только с напряжением u_{l1} , т. е. напряжение u_{l1} является чисто активным. Напряжения u_l и u_{Cv} по форме не совпадают с контурным током i_{22} и поэтому имеют активную и пассивную составляющие:

$$u_l = u_{la} + u_{l\pi}, \ u_{Cv} = u_{Cva} + u_{Cv\pi}$$

Активные составляющие мгновенных напряжений второго контура:

$$u_{la} = I_{22}^{-2} \int_{0}^{1} u_{l} i_{22} d\tau = \frac{R_{l1}}{R_{\Sigma}^{2}} \frac{(R_{l1} + R_{l2})(R_{l1} + \tau_{1}R_{l2})E}{(R_{l1} + R_{l2})^{2}\tau_{1} + R_{l1}^{2}\tau_{2}} [R_{l1} + R_{l2}, R_{l1}];$$

$$u_{Cva} = I_{22}^{-2} \int_{0}^{1} u_{Cv} i_{22} d\tau = \frac{R_{l1}^{2}R_{l2}\tau_{2}E}{R_{\Sigma}^{2}\{(R_{l1} + R_{l2})^{2}\tau_{1} + R_{l1}^{2}\tau_{2}\}} [R_{l1} + R_{l2}, R_{l1}].$$

Пассивные составляющие:

$$u_{l\pi} = u_{l} - u_{la} = \frac{R_{l1}R_{l2}(R_{l1} + R_{l2})E}{R_{\Sigma}^{2}\{(R_{l1} + R_{l2})^{2}\tau_{1} + R_{l1}^{2}\tau_{2}\}} [-\tau_{2}R_{l1}, \tau_{1}(R_{l1} + R_{l2})];$$

$$u_{C\nu\pi} = u_{C\nu} - u_{C\nua} = \frac{R_{l1}R_{l2}(R_{l1} + R_{l2})E}{R_{\Sigma}^{2}\{(R_{l1} + R_{l2})^{2}\tau_{1} + R_{l1}^{2}\tau_{2}\}} [-\tau_{2}R_{l1}, \tau_{1}(R_{l1} + R_{l2})].$$

Полученные данные позволяют получить уравнения баланса мгновенных мощностей. Для полных мгновенных мощностей второго контура имеем:

$$s_{l}(t) = u_{l}i_{22} = \frac{R_{l1}(R_{l1} + R_{l2})E^{2}}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}[R_{l1} + R_{l2}, R_{l1}];$$

$$s_{l1}(t) = u_{l1}i_{22} = p_{l1} = \frac{R_{l1}E^{2}}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}[(R_{l1} + R_{l2})^{2}, R_{l1}^{2}];$$

$$s_{C\nu}(t) = u_{C\nu}i_{22} = \frac{R_{l1}^{2}R_{l2}E^{2}}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}}[0, 1].$$

Активные мгновенные мощности второго контура:

$$p_{l}(t) = u_{la}i_{22} = \frac{R_{l1}(R_{l1} + R_{l2})(R_{l1} + \tau_{1}R_{l2})E^{2}}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}\{(R_{l1} + R_{l2})^{2}\tau_{1} + R_{l1}^{2}\tau_{2}\}} [(R_{l1} + R_{l2})^{2}, R_{l1}^{2}];$$

$$p_{l1}(t) = u_{l1a}i_{22} = \frac{R_{l1}E^{2}}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}} [(R_{l1} + R_{l2})^{2}, R_{l1}^{2}];$$

$$p_{Cv}(t) = u_{Cva}i_{22} = \frac{R_{l1}^{2}R_{l2}\tau_{2}E^{2}}{(R_{\Sigma}^{2})^{2}\{(R_{l1} + R_{l2})^{2}\tau_{1} + R_{l1}^{2}\tau_{2}\}} [(R_{l1} + R_{l2})^{2}, R_{l1}^{2}];$$

Пассивные мгновенные мощности второго контура:

$$\begin{split} q_l(t) &= u_{l\pi} i_{22} = \frac{R_{l1}^2 R_{l2} (R_{l1} + R_{l2})^2 E^2}{(R_{\Sigma}^2)^2 \{ (R_{l1} + R_{l2})^2 \tau_1 + R_{l1}^2 \tau_2 \}} [-\tau_2, \tau_1]; \\ q_{l1}(t) &= u_{l1\pi} i_{22} = 0; \\ q_{C\nu}(t) &= u_{C\nu\pi} i_{22} = \frac{R_{l1}^2 R_{l2} (R_{l1} + R_{l2})^2 E^2}{(R_{\Sigma}^2)^2 \{ (R_{l1} + R_{l2})^2 \tau_1 + R_{l1}^2 \tau_2 \}} [-\tau_2, \tau_1]. \end{split}$$

Отсюда уравнения баланса мощностей второго контура принимают вид:

$$s_{l}(\tau) = s_{l1}(\tau) + s_{C\nu}(\tau); \quad p_{l}(\tau) = p_{l1}(\tau) + p_{C\nu}(\tau);$$
$$q_{l}(\tau) = q_{l1}(\tau) + q_{C\nu}(\tau) = q_{C\nu}(\tau); \quad s_{l}(\tau) = p_{l}(\tau) + q_{l}(\tau);$$
$$s_{l1}(\tau) = p_{l1}(\tau); \quad s_{C\nu}(\tau) = p_{C\nu}(\tau) + q_{C\nu}(\tau).$$

Таким образом, результаты расчета в данном примере хорошо согласуются с общими представлениями об энергетических процессах в цепи и подтверждают непротиворечивость предложенной теории мгновенных мощностей и энергии.

Выводы

1. Базируясь на допущениях, обычно принимаемых при расчетах цепи, в работе сформулированы основные понятия и определения мгновенных мощностей и энергии в несинусоидальных периодических процессах. Показано, что полная мгновенная мощность в общем случае представляет собой сумму активной и пассивной составляющих. В планарных цепях, состоящих из последовательно/параллельного соединения двухполюсников, мгновенная активная и пассивная составляющие полной мощности могут быть представлены в форме разложения по напряжению (при последовательном соединении элементов цепи), или по току (при параллельном соединении элементов цепи), или по току (при параллельном соединения энергии только в постоянных резисторах. Мгновенная пассивная мощность может проявляться в трех различных видах: ключевом, реактивном индуктивном и реактивном емкостном. Каждый вид пассивной мощности обусловлен процессами в соответствующих идеальных элементах.

2. Физическая природа мгновенной пассивной энергии не отличается от природы мгновенной активной энергии. Оба вида энергии могут быть измерены одинаковыми приборами, измеряющими мгновенные значения мощности и энергии. В узлах и контурах цепи соблюдается баланс раздельно для полной мгновенной мощности и для ее активной и пассивной составляющих. Если известны все мгновенные токи и напряжения, энергетический расчет цепи по существу сводится к расчету активной и пассивной составляющих полной мощности в источниках энергии. При неограниченном увеличении интервала наблюдения величина мгновенной активной энергии также возрастает неограниченно, в то время как мгновенная пассивная энергия всегда остается меньше некоторого максимального значения.

Метод мгновенных значений позволяет установить взаимосвязи между источниками и приемниками энергии в заданный момент времени в контурах, узлах и всей цепи в целом. Более глубокое описание свойств энергии и мощности в несинусоидальных периодических процессах позволяет получить метод постоянных векторов.

Список литературы

- 1. Демирчян К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В. Теоретические основы электротехники. Учебник для вузов. 5-е издание, т. 1. – СПб.: Питер, 2009. 512 с.: ил.
- 2. *Emanuel A. E.* Power Definitions and the Physical Mechanism of Power Flow. Wiley, 2010, 265 p.p.
- 3. *Ghassemy F*. Should the Theory of Power be Reviewed? L'Energia Elettrica Volume 81 (2004). Paper presented to the Sixth International Workshop on Power Definitions and Measurements under Non-Sinusoidal Conditions. Milano, October 13–15, 2003.
- 4. *Filipski P. S.* Apparent Power a Misleading Quantity in the Non-sinusoidal Power Theory: Are all Non-Sinusoidal Power Theories Doomed to Fail? ETEP vol. 3. № 1 January/February 1993, p.p. 21–26.
- 5. Асанбаев Ю. А. Периодические энергетические процессы в электрических системах. СПб.: Политехника. 1997. 420 с.: ил.

Приложение

Матричный метод расчета периодических процессов в схемах с ключевыми элементами

Мгновенные токи, напряжения и мощности в преобразовательных установках на межкоммутационных интервалах являются непрерывными функциями времени. В момент коммутации эти функции могут претерпевать разрывы и изменять свой характер. Так, например, напряжение на вентиле u_v на четырех интервалах непрерывности может иметь вид: $u_v = U_m \sin\theta$ при $\theta \in [0, \alpha]$; $u_v = 2U_m \sin\theta$ при $\theta \in [\alpha, \pi]$; $u_v = U_m \sin\theta$ при $\theta \in [\pi, \pi + \alpha]$; $u_v = 0$ при $\theta \in [\pi + \alpha, 2\pi]$. Такое напряжение можно компактно записать в форме матрицы межкоммутационных интервалов: $u_v = [U_m \sin\theta, 2U_m \sin\theta, U_m \sin\theta, 0]$. Ниже излагаются основные свойства межкоммутационной матрицы, приведенные в докторской диссертации автора «Основы теории энергетических процессов в преобразовательных установках», Санкт-Петербург, 2002 г. Если $f(\theta)$ – периодическая функция, непрерывная на n участках периода 2π :

$$f(\theta) = [\varphi_1(\theta_1), \varphi_2(\theta_2), \dots, \varphi_n(\theta_n)],$$

где $\theta_1 \epsilon[\alpha_1, \alpha_2]; \ \theta_2 \epsilon[\alpha_2, \alpha_3]; ...; \ \theta_n \epsilon[\alpha_n, \alpha_{n+1}];$

 $\sum_{k=1}^{n} (\alpha_{k+1} - \alpha_k) = 2\pi; \ \alpha_{n+1} = 2\pi + \alpha_1,$

то в матричной записи можно использовать следующие полезные свойства:

1. Функцию, общую для всех интервалов, можно выносить за знак матрицы: если $\varphi_k(\theta_k) = \alpha_k \sigma(\theta)$, то

$$f(\theta) = [a_1 \sigma(\theta), a_2 \sigma(\theta), \dots a_n \sigma(\theta)] = \sigma(\theta)[a_1, a_2, \dots, a_n].$$

2. Непрерывная функция $a_k = a\sigma(\theta)$ записывается в форме

$$f(\theta) = a\sigma(\theta)[1, 1, \dots 1]$$

3. Постоянный множитель можно внести под знак матрицы интервалов и вынести:

$$Af(\theta) = [A\varphi_1(\theta_1), A\varphi_2(\theta_2), \dots, A\varphi_n(\theta_n)].$$

4. Интеграл от кусочно-непрерывной функции равен сумме интегралов по отдельным интервалам непрерывности:

$$\int_{\alpha_1}^{2\pi+\alpha_1} f(\theta) \, d\theta = \sum_{k=1}^n \int_{\alpha_k}^{\alpha_{k+1}} \varphi_k(\theta) d\theta.$$

5. Сумму и произведение двух кусочно-непрерывных функций можно записать в виде:

если

$$f_1(\theta) = [\varphi_{11}(\theta_1), \varphi_{12}(\theta_2), \dots, \varphi_{1n}(\theta_n)];$$

$$f_2(\theta) = [\varphi_{21}(\theta_1), \varphi_{22}(\theta_2), \dots, \varphi_{2n}(\theta_n)],$$

то

$$f_1(\theta) + f_2(\theta) = [\varphi_{11} + \varphi_{21}, \quad \varphi_{12} + \varphi_{22}, \quad \dots \quad \varphi_{1n} + \varphi_{2n}];$$

$$f_1(\theta)f_2(\theta) = [\varphi_{11}\varphi_{21}, \quad \varphi_{12}\varphi_{22}, \quad \dots \quad \varphi_{1n}\varphi_{2n}.$$

В частности, если

$$f_1(\theta) = \sigma(\theta)[a_{11}, a_{12}, \dots a_{1n}]$$
 и $f_2(\theta) = \sigma(\theta)[a_{21}, a_{22}, \dots a_{2n}],$

то

$$f_1(\theta) + f_2(\theta) = \sigma(\theta)[a_{11} + a_{21}, a_{12} + a_{22}, \dots a_{1n} + a_{2n}];$$

$$f_1(\theta)f_2(\theta) = \sigma^2(\theta)[a_{11}a_{21}, a_{12}a_{22}, \dots a_{1n}a_{2n}].$$

Эти свойства полезно знать при вычислении ортогональных разложений мгновенных напряжений, токов и мощностей.

Асанбаев Юрий Алексеевич, докт. техн. наук, доцент, главный научный сотрудник отдела автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: assanbaev@rambler.ru

Asanbaev Y. A.

Instantaneous Energy and Power in Nonsinusoidal conditions

One of the main features of the modern power systems is application of a large unity power loads with nonlinear characteristics. Such installations made significant voltage and current forms distortions. In spate of that the more precise measurements of power/energy in billing purposes must be made. There are no problems in active power measurements. But precise reactive power measurements have essential problems due to the lack of generally accepted power/energy components definitions for nonsinusoidal conditions. This paper presents new instantaneous active, reactive and switch power/energy components definitions. It is shown that instantaneous power can be exposed as sum of active and passive components. In general case passive components can be exposed as the sum of switch, reactive inductive and reactive capacitive components. It is established that there are interrelations between active and passive current and voltage components in the nods, contours and the whole circuit. It is shown that for instantaneous active and passive power/energy components there are proper balances in the nods, contours and the whole net.

Key-words: instantaneous energy and power, nonsinusoidal, current and voltage components, power and energy components definitions, switch, reactive inductive, reactive capacitive components, active and passive power/energy components balances.

УДК 621.314

П. М. Ерохин, В. Г. Неуймин, А. С. Александров, Д. М. Максименко Моделирование устройств FACTS в задачах расчета и оптимизации режимов энергосистем

Рассматривается моделирование устройств *FACTS* в новой версии ПК *Rastr* – *RastrWin*3. Рассмотрены особенности моделирования СТАТКОМа и ПСТАТКОМа. На примере ОРПМ показано моделирование связанной через постоянный ток группы устройств СТАТКОМ/ ПСТАТКОМ.

Ключевые слова: моделирование, установившийся режим, FACTS, ОРПМ, СТАТКОМ, ПСТАТКОМ.

Устройств *FACTS* в энергосистемах России пока нет, но эти устройства должны учитываться при выполнении исследовательских и проектных работ. В связи с этим появилась потребность в моделировании этих устройств в программах расчета и оптимизации режимов энергосистем. В то же время в существующих версиях отечественных программных комплексов (ПК) расчета и оптимизации режимов отсутствуют прямые методы их моделирования. В статье рассматривается моделирование устройств *FACTS* в новой версии ПК *Rastr* – *RastrWin*3.

Наряду с традиционными устройствами управления напряжением и перетоками мощности: фазоповоротным трансформатором (ФПУ), управляемым шунтирующим реактором (УШР), статическим тиристорным компенсатором (СТК), устройством продольной компенсации, переключаемыми тиристорами (ТПК), – в настоящее время все большее распространение получает новый тип устройств, основанный на преобразователях напряжения (ПН) на основе *IGBT*-транзисторов, – СТАТКОМ, последовательный СТАТКОМ (ПСТАТКОМ) и объединенный регулятор перетоков мощности (ОРПМ) [1]. Также на основе идеи ОПРМ, использующего два ПН, развиваются обобщенные устройства, имеющие несколько ПН и способные работать в различных режимах [2]. Примеры *FACTS* на основе ПН приведены на рис. 1.

Можно выделить общие характеристики, необходимые при моделировании в задаче расчета установившихся режимов (УР) [3]:

- специализированные уравнения, моделирующие устройство на стороне переменного тока;
- специализированные уравнения, моделирующие устройство на стороне постоянного тока, при наличии связей на этой стороне;
- законы регулирования переменных. Различают основные и дополнительные законы регулирования. Законы регулирования записываются в виде уравнений, связывающих заданные и расчетные переменные;
- технологические ограничения на диапазоны изменения переменных.

В ПК *Rastr* для решения задачи расчета УР используются уравнения баланса мощности (УБМ) в полярной системе координат [4]:

$$\varphi_i = \sum_{j \in A_i} V_i V_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) - P_i = 0;$$
(1)

$$\psi_i = \sum_{j \in A_i} V_i V_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) - Q_i = 0, \qquad (2)$$

где A_i – множество узлов, связанных с узлом i (включая сам узел i);

α_{ij} – угол проводимости.



Рис. 1. *FACTS* на основе преобразователей напряжения: а) СТАТКОМ; б) ПСТАТКОМ; в) ОРПМ; г), д) – обобщенные устройства

Узлы делятся на две основные группы:

- 1) *PQ*-типа, в которых заданы *P*, *Q*, неизвестны *V*, δ, и для них записываются оба уравнения системы (1)–(2);
- 2) *PV*-типа, в которых заданы *P*, *V*, неизвестны *Q*, δ, и для них в систему включается только уравнение (1). Как правило, такие узлы дополняются ограничениями на реактивную мощность *Q*_{min}-*Q*_{max}, при нарушении которых в ходе расчета УР мощность фиксируется на предельном значении и узел становится *PQ*-типа. Подробно процедура смены типов узлов описана в [4].

При решении используется метод Ньютона с выбором шага. В качестве элементов матрицы Якоби используются микро-матрицы размера 2×2 со всеми возможными производными для данного узла:

$$a_{ij} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \varphi_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial \varphi_i}{\partial V_j} \\ \frac{\partial \psi_i}{\partial \delta_i} & \frac{\partial \psi_i}{\partial V_j} \end{bmatrix}.$$
(3)

При выполнении треугольного разложения используется допущение «сильной диагонали», т. е. определитель каждой диагональной микро-матрицы должен отличаться от нуля.

Рассмотрим вначале моделирование отдельных устройств: СТАТКОМ и ПСТАТКОМ.

В СТАТКОМе задается уставка напряжения V_{3d} , статизм по напряжению K_{ct} и диапазоны изменения тока I_{min} , I_{max} . Вольтамперная характеристика СТАТКОМа представлена на рис. 2



Рис. 2. Вольтамперная характеристика СТАТКОМ

Схему замещения СТАТКОМа можно представить в виде, показанном на рис. 3. В ней для моделирования СТАТКОМа вводится фиктивный дополнительный узел k *PV*-типа за реактивным сопротивлением x_{cT} , равным статизму (в о.е.). Вместо $Q_{\min}-Q_{\max}$ для такого узла контролируются пределы $I_{\min}-I_{\max}$. Активная мощность P_k СТАТКОМа может быть отличной от нуля при подключении к нему накопителя энергии, либо при объединении СТАТКОМов в группу (например, ОРПМ), и задается уравнением:

$$\frac{V_i V_k}{x_{\rm cr}} \sin(\delta_k - \delta_i) - P_k = 0.$$
⁽⁴⁾

Для моделирования ПСТАТКОМа используется схема замещения, показанная на рис. 4. В ней за сопротивлением x_l , моделирующим падение напряжения на внутреннем сопротивлении ПСТАТКОМа, вводится фиктивный узел *i*. В модель также входит источник постоянного напряжения (ИПН) с неизвестными модулем и углом напряжения (V_l , δ_l), модулем и углом тока (I_l , β_l), а также активной и реактивной мощностью (P_l , Q_l) генерируемой или потребляемой ПСТАТКОМом.



Рис. 3. Схема замещения СТАТКОМ



Рис. 4. Схема замещения ПСТАТКОМ

Уравнения (1), (2) необходимо адаптировать для учета ИПН. В качестве неизвестных удобно использовать не напряжение U_l ИПН, а его ток – модуль I_l и угол β_l . Это объясняется тем, что напряжение ИПН в ходе расчета УР методом Ньютона сильно изменяется по величине и углу и приводит к нестабильной сходимости. Кроме того, в этом случае модель является более общей и не требует явного задания сопротивления x_l . С учетом наличия ИПН УБМ (1), (2) принимают вид:

$$\varphi_i = \sum_{j \in A_i} V_i V_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) + \sum_{l \in B_i} \operatorname{sign}_l V_i |I_l| \cos(\delta_i - \beta_l) - P_i = 0; \quad (5)$$

$$\psi_i = \sum_{j \in A_i} V_i V_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) + \sum_{l \in B_i} \operatorname{sign}_l V_i |I_l| \sin(\delta_i - \beta_l) - Q_i = 0, \quad (6)$$

где B_i – множество ИПН, связанных с узлом *i*;

 $sign_l$ – знак тока: +1 – для входящего в узел *i*, -1 – для исходящего.

Для каждого ПСТАТКОМа уравнения (5), (6) необходимо дополнить двумя уравнениями, определяемыми заданными законами регулирования. Обычно в качестве основного закона используют заданную активную мощность (P_{ij}), протекающую через ПСТАТКОМ:

$$V_i|I_l|\cos(\delta_i - \beta_l) - P_{ii}^{set} = 0.$$
⁽⁷⁾

Вторым уравнением для ПСТАТКОМа является нулевой баланс активной мощности $P_l^{set} = 0$:

$$P_l^{set} - \left(V_l \cos(\delta_l - \beta_l) - V_j \cos(\delta_j - \beta_l)\right) |I_l| = 0.$$
(8)

В качестве технологического ограничения выступает ограничение на величину максимального модуля напряжения V_l^{max} , при превышении этого ограничения в ходе расчета уравнение (7) заменяется уравнением:

$$(V_i \cos(\delta_i - \beta_l) - V_j \cos(\delta_j - \beta_l))^2 +$$

+
$$(V_i \sin(\delta_i - \beta_l) - V_j \sin(\delta_j - \beta_l))^2 - (V_l^{\max})^2 = 0.$$
(9)

Моделирование устройств, использующих группу СТАТКОМ/ПСТАТКОМ (устройства на рис. 1, в–д), осуществляется однотипно: одно из устройств, входящих в группу, назначается ведомым (балансирующим по активной мощности по стороне постоянного тока) и для него записывается уравнение общего баланса активной мощности по группе.

Рассмотрим в качестве примера ОРПМ. В нем объединены два устройства: СТАТКОМ и ПСТАТКОМ. Ведомым является СТАТКОМ. В стандартном режиме работы на ПСТАТКОМе задают активную (P_{ij}) и реактивную (Q_{ij}) мощности, протекающие через него:

$$V_i|I_l|\cos(\delta_i - \beta_l) - P_{ij}^{set} = 0;$$
⁽¹⁰⁾

$$V_i|I_l|\sin(\delta_i - \beta_l) - Q_{ij}^{\text{set}} = 0.$$
⁽¹¹⁾

Для СТАТКОМа вместо уравнения (4) задается объединенное уравнение баланса мощности (4) и (8)

$$\frac{V_i V_k}{x_{\rm cr}} \sin(\delta_k - \delta_i) - (V_i \cos(\delta_i - \beta_l) - V_j \cos(\delta_j - \beta_l))|I_l| = 0$$

У ОРПМ имеется режим приоритета активной мощности, связанный с технологическими ограничениями на V_l^{max} . При нарушении этого ограничения уравнение (11) заменяется уравнением (9).

Проведенные тестовые расчеты выявили проблему, связанную с возможной многозначностью решения для ПСТАТКОМ. На графике 1 рис. 5 показано изменение потока мощности через ПСТАТКОМ при изменении его реактивного сопротивления, на графике 2 – соответвующая этому сопротивлению величина напряжения V_l , и на графике 3 – зависимость перетока мощности от величины напряжения V_l . Очевидно, область, выделенная на графиках пунктиром, связана с близостью реактивного сопротивления к резонансному. Это приводит к многозначности решения и необходимости исключать резонансные решения. Для этого расчет УР начинается с режима поддержания минимального напряжения V_l (как правило, нулевого), и после достижения сходимости УР использует основные законы регулирования.

Предлагаемая схема моделирования *FACTS* может быть использована для моделирования любой схемы соединения СТАТКОМ/ПСТАТКОМ и адекватно моделирует устройства в основных схемно-режимных ситуациях.



Рис. 5. Анализ ПСТАТКОМа

Список литературы

- 1. Виджей К. Суд. HVDC and FACTS Controllers: Применение статических преобразователей в энергетических системах. Пер. с англ. – М.: НП «НИИА», 2009. 344 с.
- Xia Jiang, Xinghao Fang, Joe H. Chow, Abdel-Atu Edris, Edvina Uzunovic, Michael Parisi, Liana Hopkins. A Novel Approach for Modeling Voltage-Sourced Converter-Based FACTS Controllers // IEEE Transactions on power delivery, vol. 23, №. 4, Oktober 2008, pp. 2591–2595.
- 3. Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Perez, Cesar Angeles-Camacho. FACTS Modelling and Simulation in Power Networks. John Wiley & Sons Ltd, 2004, 421 p.
- 4. *Неуймин В. Г.* Комплекс *Rastr*: методическая разработка. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2004. 94 с.

Ерохин Петр Михайлович, докт. техн. наук, профессор, советник заместителя Председателя Правления Системного оператора Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС»).

E-mail: epm@ural.so-ups.ru

Неуймин Владимир Геннадьевич, канд. техн. наук, доцент, первый заместитель директора Филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Системы управления энергией» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «СУЭ»).

E-mail: vlad@niipt-ems.ru

Александров Александр Сергеевич, канд. техн. наук, начальник отдела электротехнических расчетов Филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Системы управления энергией» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «СУЭ»).

E-mail: ustas@niipt-ems.ru

Максименко Дмитрий Михайлович, программист первой категории отдела электротехнических расчетов Филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Системы управления энергией» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «СУЭ»).

E-mail: maksimenko@niipt-ems.ru

Erohin P. M., Neuymin V. G., Aleksandrov A. S., Maksimenko D. M.

Modeling FACTS devices for power flow and optimal power flow studies

The paper describes modeling FACTS devices for power flow problems. Has been proposed universal model for any connections to the serial and parallel devices –UPFS, IPFS, GPFS. The model is implemented in the industrial software system – RastrWin.

Key words: Modeling, FACTS, power flow, STATCOM, SSTATCOM.

УДК 621.314

А. С. Бердин, П. Ю. Коваленко, Е. А. Плесняев

Влияние погрешности измерений РМU при определении параметров схемы замещения ЛЭП

Предлагается алгоритм определения параметров схемы замещения на основе векторных измерений. Доказывается, что он дает корректные результаты. Оценивается влияние погрешностей измерений при определении параметров схемы замещения.

Ключевые слова: параметры схемы замещения, векторные измерения, погрешности измерений.

В настоящее время с внедрением системы мониторинга переходных режимов (СМПР) появилась возможность определения параметров схемы замещения элементов сети в режиме реального времени прямыми расчетами. В работе рассматриваются метод определения параметров П-образной схемы замещения линий электропередачи (ЛЭП), а также проблемы, появляющиеся в связи с практической реализацией этой задачи.

Решение задач управления электрическими режимами энергосистемы базируется на использовании ее математической модели. Она применяется для решения задач расчета установившихся режимов, оптимизации, оценки состояния, расчета переходных процессов и т. д. Основой математической модели служит схема замещения энергосистемы, состоящая из отдельных элементов, а именно: ЛЭП, силовых трансформаторов, генерирующего оборудования и пр. Параметры схемы замещения каждого элемента при этом обычно определяются по справочным или паспортным данным и считаются постоянными, хотя зависят от загрузки элементов, погодных условий и иных факторов. Погрешности определения параметров схемы замещения на основе справочных данных [1, 2] весьма значительны. Так, погрешность активного сопротивления линии может быть в пределах $+16 \div -20$ %, представление потерь на корону постоянной величиюй активной проводимости может привести к ошибке при определении потерь в 1,5–3 раза.

В связи с вышеизложенным, актуальной представляется задача идентификации параметров схемы замещения. В контексте управления электроэнергетическими режимами для решения этой задачи целесообразным представляется использование информации о параметрах режима, полученной от информационно-измерительных систем.

Подходы к решению

Решение поставленной задачи предполагает два подхода. Первый из них основывается на совместном использовании двух режимов, для которых должны быть измерены напряжения и токи по концам ЛЭП [3]. Это следует из рассмотрения поставленной задачи на основе уравнений четырехполюсника и их связи с параметрами схемы замещения (ПСЗ) применительно к П-образной схеме замещения. Второй подход основывается на исследовании одного режима. Использование синхронизированных измерений позволяет применить алгоритмы идентификации на основе общих соотношений между напряжениями и токами по концам линий. В качестве исходных уравнений могут быть использованы, например, уравнения длинной линии. Кроме того, на данный момент активно ведется разработка алгоритмов определения параметров различных элементов энергосистемы, основанных на информации, получаемой от регистраторов электрических сигналов, которые позволяют измерять и записывать массивы мгновенных значений (MM3) токов и напряжений [4].

Оценка расчета ПСЗ

Регистраторы СМПР, измеряя векторные величины токов и напряжений по трем фазам, предоставляют возможность получать различные параметры электрического режима (ПЭР), такие как активная и реактивная мощности, коэффициент мощности и др. Одним из вариантов выходных данных является следующая комбинация: напряжение и ток (для однолинейной схемы), и полная электрическая мощность, протекающая по линии. Такой набор параметров является стандартным, например, для отображения результатов расчета режима в программном комплексе *Rastr*, поэтому данные измерений достаточно просто сопоставлять с данными расчетной модели.

Однако для исключения дополнительных промежуточных преобразований в работе рассмотрена возможность определения параметров П-образной схемы замещения линии (продольного сопротивления Z = R + jX и поперечной проводимости Y = G + jB) на основании полученных непосредственно при измерениях векторных данных о напряжениях и токах трех фаз по концам линии.

Предлагается следующий алгоритм расчета ПСЗ. Рассмотрим П-образную схему замещения ЛЭП, представленную на рис. 1, а также ее преобразование.



Рис. 1. П-образная схема замещения ЛЭП

Для данной схемы справедливо равенство $\dot{I}_{12} = \dot{I}_1 - \dot{U}_1 \cdot \underline{Y} = \dot{I}_2 + \dot{U}_2 \cdot \underline{Y}$. Из него следует, что $\underline{Y} = \frac{\dot{I}_1 - \dot{I}_2}{\dot{U}_1 + \dot{U}_2}$. Данной формуле можно поставить в соответствие схему

замещения, содержащую проводимость <u>Y</u> (рис. 2). Таким образом, комплексная поперечная проводимость линии рассчитывается как $\underline{Y} = G + jB = \frac{\dot{I}_1 - \dot{I}_2}{\dot{U}_1 + \dot{U}_2}$, тогда полное комплексное продольное сопротивление линии представляется в виде:

$$\underline{Z} = R + jX = \frac{\dot{U}_2 - \dot{U}_1}{\dot{I}_{12}} = \frac{\dot{U}_2 - \dot{U}_1}{\dot{I}_1 - \dot{U}_1 \cdot \underline{Y}}.$$



Рис. 2. Приведенная к проводимости <u>Y</u> схема замещения

Апробации алгоритма выполнена с помощью математической модели. Для моделирования использован программный комплекс *Matlab* 7.9.0.529 (*R*2009*b*), пакет *Simulink*. Параметры модели линии 500 кВ были заданы следующими: Z=5+j59,66 Ом и Y=2-j880 мкСм. Рассмотрены два режима работы ЛЭП: близкий к холостому ходу и с нагрузкой. Путем расчета были получены векторы напряжений и токов по концам линии, они представлены в табл. 1.

Поскольку режим симметричен, а расчет ПСЗ выполнен для каждой фазы, можно говорить о результате в общем, не уточняя, для какой именно фазы получены параметры. Таким образом, по исходным данным режима № 1, получены следующие ПСЗ: $\underline{Z} = 5,021 + j59,679 \text{ OM}$ и $\underline{Y} = 2,112 - j879,665 \text{ MkCM}$. Погрешность составляет до 1 % для всех параметров, кроме поперечной активной проводимости, для нее это 11 %. Результатом определения ПСЗ на основании параметров режима № 2 являются $\underline{Z} = 5,022 + j59,603 \text{ OM}$ и $\underline{Y} = 2,182 - j877,926 \text{ MkCM}$. Погрешность составляет 9 % для поперечной активной проводимости и менее 1 % для остальных параметров.

Как видно, по данным векторных измерений возможно весьма точно определить ПСЗ линии. Наличие погрешностей, в данном случае, обусловлено невысокой точностью исходных данных: модуль расчета установившихся режимов пакета *Simulink* не позволяет получить более точные значения, округляя дробную часть до сотых долей.

ПСЗ были определены предложенным методом также для действующей ЛЭП 500 кВ длиной порядка 200 км на отрезке времени 10 мин, средняя загрузка 993 МВт, результаты расчета (математическое ожидание (МО) и среднеквадратичное отклонение на интервале (СКО)) и справочные значения приведены в табл. 2.

Таблица 1

гезультат расчета режимов						
№ 1, нагрузка в линии S = 6·10 + <i>j</i> 5·10 ² MB·A						
Начало или	A	В	С			
конец линии	Напряжение (фазное), В					
Начало линии	293876,14∠0,06°	293876,14∠−119,94°	293876,14∠120,06°			
Конец линии	268538,90∠-0,29°	268538,90∠-120,29°	268538,90∠119,71°			
	Ток, А					
Начало линии	296,75∠-77,79°	296,75∠162,21°	296,75∠42,21°			
Конец линии	540,93∠-83,45°	540,93∠156,55°	540,93∠36,55°			
№ 2, нагрузка в линии <i>S</i> = 5·10 ² + <i>j</i> 10 ² MB·A						
	A	В	С			
	Напряжение (фазное), В					
Начало линии	293362,63∠-0,01°	293362,63∠-120,01°	293362,63∠119,99°			
Конец линии	289111,05∠−6,79°	289111,05∠−126,79°	289111,05∠113,21°			
	Ток, А					
Начало линии	580,64∠7,13°	580,64∠-112,87°	580,64∠127,13°			
Конец линии	589,67∠-18,10°	589,67∠-138,10°	589,67∠101,90°			

Результат расчета режимов

Таблица 2

Параметры, полученные в результате расчета

Параметр	Значения (пофазно) МО и СКО			
(справочное значение)	A	В	С	
<i>R</i> , Ом (5,42)	6,001	1,351	-1,272	
	0,102	0,0855	0,101	
Х, Ом (68,3)	63,476	65,050	64,186	
	0,0519	0,0503	0,0508	
<i>G</i> , См (7×10 ⁻⁶)	$1,205 \cdot 10^{-4}$	$1,498 \cdot 10^{-4}$	$1,143 \cdot 10^{-4}$	
	$1,870 \cdot 10^{-6}$	$1,429{\cdot}10^{-6}$	$1,366 \cdot 10^{-6}$	
<i>В</i> , См (-9,830×10 ⁻⁴)	$-9,445 \cdot 10^{-4}$	$-9,595 \cdot 10^{-4}$	$-9,132 \cdot 10^{-4}$	
	$4,370 \cdot 10^{-6}$	$4,374{\cdot}10^{-6}$	$4,497 \cdot 10^{-6}$	

Оценка чувствительности к погрешностям исходных данных

При работе с векторными данными, полученными от *Phasor Measurement Unit* (*PMU*), обладающими высокой точностью, ни в коем случае нельзя исключать погрешности, вносимые непосредственно измерительными трансформаторами, а также имеющими место во вторичных цепях. В настоящий момент точность измерительных трансформаторов устанавливается ГОСТ 7746-2001 для трансформаторов тока и ГОСТ 1983-2001 для трансформаторов напряжения. Погрешности, допускаемые для *PMU*, определяются стандартом *IEEE C*37.118. В нем, в отличие от ГОСТов, регламентирующих допустимые погрешности для измерительных трансформаторов, вводится понятие «суммарная векторная погрешность». Обратившись к этим нормативным документам, можно увидеть, что погрешности измерительных трансформаторов значительны, особенно это касается угловых погрешностей: они могут достигать $0,5^{\circ}$ для трансформаторов класса точности 0,5. При этом погрешности *PMU* оказываются значительно меньше и не оказывают серьезного влияния на точность получаемых значений.

Чувствительность к угловой погрешности

Рассмотрим сначала погрешность по фазовому углу трансформаторов напряжения $\sigma(\Delta\delta U)$, где $\Delta\delta U$ – угловая погрешность трансформатора напряжения, на примере режима № 1 (рис. 3). Это режим малой нагрузки, близкий к холостому ходу, а следовательно, весьма подверженный негативному влиянию ошибок исходных данных. Изначальный взаимный фазовый угол напряжений составляет всего 0,35°. Для оценки точности углы векторов напряжений по концам линии будут поочередно изменяться таким образом, чтобы взаимный фазовый угол изменялся в пределах от 0,1° до 0,6°, т. е. на 0,25° в каждую сторону. Результаты расчета представлены на рис. 3. На рис. 3–10 обозначены: R – продольное активное сопротивление ЛЭП, X – продольное индуктивное сопротивление ЛЭП, G – поперечная активная проводимость ЛЭП, B – поперечная емкостная проводимость ЛЭП.



Рис. 3. Зависимость $\sigma(\Delta \delta U)$ для режима № 1

Для режима № 2 (рис. 4) оценка точности выполняется таким же образом: взаимный фазовый угол, который равен –6,78°, изменяется в диапазоне ±0,25°.

Как видно, угловая погрешность трансформаторов напряжения оказывает наибольшее влияние на активные элементы схемы замещения, в особенности, на G. Важно отметить, что точность определения параметров реактивных элементов при этом практически не страдает, но $\Delta\delta U$ в 0,05° достаточно, чтобы погрешность определения продольного активного сопротивления в зависимости от угловой

погрешности трансформатора напряжения $\sigma R(\Delta \delta U)$ превысила 10 %, а $\sigma G(\Delta \delta U) - 20$ % в случае режима № 1. Следует обратить внимание на то, что в нагрузочном режиме погрешности определения ПСЗ снижаются.



Рис. 4. Зависимость $\sigma(\Delta \delta U)$ для режима № 2

Аналогично, рассмотрим величину ошибки определения ПСЗ в зависимости от угловой погрешности трансформаторов тока $\sigma(\Delta\delta I)$. Для режима № 1 взаимный фазовый угол токов равен 5,66°, и углы токов начала и конца линии будут изменяться таким образом, чтобы взаимный угол изменялся в пределах от 4,8° до 6,5°. Результаты представлены на рис. 5.



Рис. 5. Зависимость σ(Δδ*I*) для режима № 1

Для режима № 2 (рис. 6) оценка выполняется таким же способом: изначальный взаимный фазовый угол токов, равный 25,23°, изменяется в пределах от 24,40° до 26,10°.



Рис. 6. Зависимость σ(Δδ*I*) для режима № 2

Из графиков для режима № 1 можно видеть, что точность определения параметров реактивных элементов схемы замещения практически не страдает, однако, изменились соотношения ошибок определения параметров активных элементов. Если R рассчитывается более точно, по сравнению со случаем оценки $\sigma(\Delta\delta U)$, то G, по сути, не поддается вычислению даже при небольших $\Delta\delta I$, ошибка составляет свыше 100 %, иногда расчет дает отрицательный результат. Для режима № 2 ситуация схожая: в значительной степени страдает точность определения G, при этом погрешность определения остальных ПСЗ составляет не более 10 %.

Чувствительность к амплитудной погрешности

Оценка влияния амплитудной погрешности трансформаторов напряжения ΔU на точность определения ПСЗ $\sigma(\Delta U)$ выполняется аналогично оценке $\sigma(\Delta \delta U)$. В данном случае, разность амплитуд составляет 25 337,25 В, изменяться она будет в пределах от 10 000 В до 40 000 В с шагом 2500 В (чуть менее 1 % измеряемой величины). Результаты представлены графически на рис. 7.



Рис. 7. Зависимость $\sigma(\Delta U)$ для режима № 1



Для режима 2 разность амплитуд напряжений составляет 4251,58 В и она будет изменяться в пределах от 2750 В до 5750 В (рис. 8).

Рис. 8. Зависимость $\sigma(\Delta U)$ для режима № 2

Как видно, для режима \mathbb{N} 1 ΔU сказывается в большей степени на параметрах R и X, причем по результатам расчета R может даже принимать отрицательные значения, что некорректно. $\sigma G(\Delta U)$ и $\sigma B(\Delta U)$ при этом остаются незначительными. При расчете ПСЗ по данным режима \mathbb{N} 2 более всех страдает точность определения R, погрешность достигает 50%.

Аналогично выполняется оценка $\sigma(\Delta I)$, где ΔI – амплитудная погрешность трансформатора тока. В данном случае, разность амплитуд составляет 244,18 А, изменяться она будет в пределах от 160 до 330 А. Результаты представлены графически на рис. 9. Для режима № 2 разность амплитуд токов составляет 7,03 А и она будет варьироваться от 1 до 13 А. Результаты показаны на рис. 10.



Рис. 9. Зависимость σ(Δ*I*)для режима № 1


Рис. 10. Зависимость $\sigma(\Delta I)$ для режима № 2

Как видно, даже небольшое ΔI исключает возможность корректного определения *G*, погрешности недопустимо велики, в том числе, расчет дает отрицательные значения. При этом погрешности определения продольного активного сопротивления в зависимости от амплитудной погрешности трансформатора тока $\sigma R(\Delta I)$ достигают 60 %, а $\sigma B(\Delta I) - 40$ %. *X* меньше всего подвержено влиянию ΔI .

Заключение

Предложенный алгоритм дает возможность рассчитывать параметры трехфазной П-образной схемы замещения линии на основании данных о параметрах электрического режима этой линии. Преимуществом данного метода является его простота. Отметим, что величина погрешности расчета ПСЗ главным образом определяется погрешностями тракта измерений (TH, TT, вторичных цепей), к которому подключены *PMU*. Таким образом, разработанные в настоящее время методы расчета ПСЗ в реальном времени на основании векторных данных *PMU* реализовать для практических приложений сложно без решения вопроса снижения погрешностей измерительного тракта. Тем не менее, в соответствии с результатами исследования, с помощью данного метода с пригодной для практики точностью могут определяться параметры X и B (реактивные элементы ПСЗ, в том числе и пофазно). В дальнейших исследованиях предполагается выполнить подобные исследования для T-образной и Ш-образной схем замещения в режимах минимальной и максимальной загрузки.

Список литературы

- Заславская Т. Б., Ирлахман М. Я., Ловягин В. Ф. Пределы вариации электрических параметров симметричной линии электропередачи // Научные труды СибНИИЭ, сб. «Режим и устойчивость электроэнергетических систем», Вып. 17. – М.: Энергия, 1970. С. 13–26.
- 2. Идельчик В. И., Новиков А. С., Паламарчук С. И. Ошибки задания параметров схем замещения при расчетах режимов электрических систем // Сборник

«Статистическая обработка оперативной информации в электроэнергетических системах». – Иркутск, 1979. С. 145–152.

- 3. Суворов А. А. Адаптивная идентификация параметров элементов электрической сети для задач оперативного и противоаварийного управления: дис. канд. техн. Наук: 05.14.02. Екатеринбург, 2003.
- Хрущев В. И., Бацева Л. В., Абрамочкина Л. В. Идентификация параметров схем замещения воздушных линий электропередачи по данным регистраторов электрических сигналов // Сб. статей всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», т. 1. – Екатеринбург: УрФУ, 2010.

Бердин Александр Сергеевич, докт. техн. наук, профессор, заместитель директора по развитию новых технологий режимного противоаварийного управления Филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Системы управления энергией» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «СУЭ»).

E-mail: berdin@niipt-ems.ru

Коваленко Павел Юрьевич, магистр электроэнергетики, специалист 1-й категории отдела информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления Филиала Научнотехнического центра Единой энергетической системы «Системы управления энергией» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «СУЭ»).

E-mail: kovalenko@niipt-ems.ru

Плесняев Евгений Анатольевич, канд. техн. наук, доцент, начальник отдела расчета и анализа перспективных электрических режимов Филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Системы управления энергией» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «СУЭ»).

E-mail: plesniaev@niipt-ems.ru

Berdin A. S., Kovalenko P. Y., Plesniaev E. A.

Identification of equivalent circuit parameters based on phasor measurements

An algorithm for equivalent circuit parameters identification based on phasor measurements is proposed. It is proven to derive proper (correct) results. The influence of measurements errors on the equivalent circuit parameters identification results is estimated.

Key words: equivalent circuit parameters, phasor measurements, measurement errors.

УДК 621.314

П. М. Ерохин, В. Г. Неуймин, Н. Г. Шубин, Д. М. Максименко

Использование оптимизационных методов внутренней точки для оценивания состояния энергосистем

Предложено адаптировать использование оптимизационного метода внутренней точки под решение задачи оценивания состояния энергосистемы. Метод позволяет провести неквадратичное оценивание состояния и учесть ряд дополнительных ограничений.

Ключевые слова: оценивание состояния, метод взвешенных наименьших квадратов, линейное программирование, метод внутренней точки.

Наибольшее распространение для оценивания состояния получил метод взвешенных наименьших квадратов (МВНК) [1]. Наряду с несомненными достоинствами МВНК присущ ряд недостатков, основными из которых являются эффект «размазывания» ошибки между всеми измерениями, а также сложность учета ограничений на допустимые изменения параметров. Достаточно часто при проведении оценивания в узлах сети возникают фиктивные генерации активной и реактивной мощности.

Формулировка задачи оптимизации при использовании МВНК имеет вид:

$$\min F = \sum_{i} \alpha_{i} \left(P_{i}^{\text{H3M}} - P_{i}(V, \delta) \right)^{2}, \qquad (1)$$

где *а* – вес изменения;

 $P_i^{\text{изм}}$ – измеренное значение режимного параметра (узловая и линейная активная и реактивная мощность, ток, модуль и угол напряжения);

 $P_i(V, \delta)$ – нелинейная функция, выражающая измеренный параметр через неизвестные – модуль и угол напряжения.

Система уравнений (1) обычно решается методом Ньютона. Составляются производные (1) по переменным x, приравниваются к нулю, находятся невязки системы r, система линеаризуется, составляется матрица Якоби J, и полученная переопределенная система уравнений решается как нормальная:

$$(J^t J)\Delta x = J^t r, \tag{2}$$

где $(J^t J)$ – нормальная матрица. Как правило, эта матрица плохо обусловлена и имеет заполнение в квадрате по отношению к исходной матрице Якоби. Часто вместо решения нормальной системы используется ортогональное разложение матрицы Якоби

$$I = QR, \tag{3}$$

где *Q* – прямоугольная ортогональная матрица;

R – верхняя треугольная матрица.

И решение системы с верхней треугольной матрицей:

$$R\Delta x = Q^t r. \tag{4}$$

Для ортогонального разложения слабозаполненной матрицы, как правило, используются быстрые вращения Гивенса [2]. Существуют различные технологии минимизации заполнения матрицы J в ходе ортогонального разложения [3]. Решение уравнений (3), (4), как правило, с точки зрения обусловленности матрицы более предпочтительно, чем приведение к нормальной форме (2).

Еще одной проблемой при использовании МВНК является учет узлов с нулевой нагрузкой. Разработано два способа учета таких узлов: первый использует задание для них больших весовых коэффициентов в (1), что приводит к ухудшению обусловленности задачи, второй использует предварительное исключение этих узлов методом Гаусса из матрицы Якоби до решения переопределенной системы. Недостатком второго способа является повышенное заполнение матрицы Якоби.

Другим вариантом оценивания состояния является использование метода линейного программирования (ЛП) и минимизация модуля отклонения вместо квадрата в (1)

$$\min F = \sum_{i} \alpha_{i} |P_{i}^{\text{M3M}} - P_{i}(V, \delta)|.$$
(5)

Этот метод получил меньшее распространение для решения задачи оценивания состояния, хотя в нем нет эффекта «размазывания» и легко учитываются ограничения. Сложности при его использования связаны с необходимостью линеаризации задачи и последовательного выполнения ЛП.

В статье предлагается другой подход к задаче оценивания состояния, основанный на применении нелинейного оптимизационного метода внутренней точки [4] в его реализации, описанной в [5]. Реализация в виде промышленной программы *Lincor* используется ОАО «СО ЕЭС» для проведения суточного планирования режимов, а также для решения задачи ввода режима в допустимую область. В настоящей статье рассматривается адаптация метода и программы для решения задачи оценивания состояния.

В предлагаемой постановке оптимизационная задача формулируется как:

$$\min F = \sum_{i} \sum_{k} (ay_{ik}^{2} + by_{ik} + c)$$
(6)

при наличии двухсторонних ограничений на переменные:

$$y_{ik}^{\min} \le y_{ik} \le y_{ik}^{\max}.$$
(7)

Переменные y_{ik} называются элементарными ограниченными переменными. Они ограничены и входят в целевую функцию. Реальная физическая переменная x_i представляется суммой элементарных:

$$x_i = \sum_k y_{ik}.$$
 (8)

На физические переменные явно не накладывается никаких ограничений типа неравенство и они не входят в целевую функцию. Все элементарные переменные связаны с физическими соотношением (8). Физическая переменная может и не состоять из элементарных, если на нее не накладывается никаких ограничений и она не входит в целевую функцию (например, угол напряжения).

Ограничения типа равенство содержат только физические переменные:

$$h_j(x_1, \dots, x_i, \dots, x_n) = 0, \ j = 1, \dots, m.$$
 (9)

Такое разделение на элементарные и физические переменные позволяет упростить задачу, снизить заполнение матрицы производных. Функциональные ограничения типа неравенство приводятся к постановке (6–9) введением дополнительных физических и элементарных переменных.

Рассмотрим 4 наиболее распространенных частных случая формулировки оптимизационной задачи оценивания состояния для отдельных физических переменных.

1. Минимум квадрата отклонения от измеренного значения (МВНК).

В этом случае физическая переменная состоит только из одной элементарной переменной y_1 , имеющей ограничения (7), и в формулировку оптимизационной задачи она попадает в виде:

$$\min F = \alpha (y_1 - y^{\text{M3M}})^2.$$

Производная целевой функции $F \frac{\partial F}{\partial y_1} = 2a(y_1 - x^{\text{изм}})$ показана на рис. 1, а.



Рис. 1. Производные целевых функций

2. Минимум модуля отклонения (ЛП).

В этом случае физическая переменная x состоит из двух элементарных переменных y_1 и y_2 , а ограничения (7) имеют вид:

$$\begin{array}{l} x^{\min} \le y_1 \le x^{\mu_{3M}}; \\ 0 \le y_2 \le x^{\max} - x^{\mu_{3M}}. \end{array}$$
 (10)

Уравнение (8) принимает вид

$$x = y_1 + y_2. (11)$$

Формулировка оптимизационной задачи для этой физической переменной имеет вид:

$$\min F = -\alpha y_1 + \alpha y_2 \, .$$

Производная целевой функции показана на рис. 1, б.

3. Минимум квадратов отклонения с «мертвой» зоной.

Используются две элементарные переменные y_1 и y_2 , задаваемые аналогично (10), (11).

Формулировка оптимизационной задачи в этом случае приобретает вид:

$$\min F = -\alpha y_1 + \alpha y_2 + \alpha_2 (y_1 - x^{\text{M3M}})^2 + \alpha_2 y_2^2.$$

Производная целевой функции представлена на рис. 1, в.

4. Минимум квадратов отклонения с зоной неопределенности.

В этом случае измерение задается зоной неопределенности ($x^{изм. min}$, $x^{изм. max}$), находящейся внутри допустимой области. Для моделирования используются три элементарных переменных y_1 , y_2 и y_3 :

$$x^{\min} \le y_1 \le x^{\text{изм. min}};$$

 $0 \le y_2 \le x^{\text{изм. max}} - x^{\text{изм. min}};$
 $0 \le y_3 \le x^{\max} - x^{\text{изм. max}}.$

Уравнение (8) имеет вид:

$$x = y_1 + y_2 + y_3,$$

а оптимизационная задача формулируется как:

$$\min F = \alpha (y_1 - x^{\text{M3M. min}})^2 + \alpha y_3^2.$$

Производная целевой функции показана на рис. 1, г.

Допускается задание нулевого весового коэффициента. В этом случае имеем ограниченную переменную, которая не входит в целевую функцию.

Если для всех физических переменных использовать целевую функцию (ЦФ) первого типа (ЦФ 1), то получаем МВНК, если ЦФ 2, то ЛП. Предложенный подход позволяет использовать и более сложные ЦФ 3 и ЦФ 4. Для каждой физической переменной можно выбрать наиболее подходящий для нее вид участия в ЦФ. Например, предлагаемый тип ЦФ для некоторых измерений и псевдоизмерений показан в таблице:

Тип замера	Тип ЦФ	Минимальное значение	Максимальное значение
<i>P</i> , <i>Q</i> нагрузки	1 или 3	0	max
<i>Р</i> генерации	2	min	max
<i>Q</i> генерации	1 или 3	$\min(P)$	$\max(P)$
<i>P</i> , <i>Q</i> , <i>I</i> линии	1		
Тангенс угла нагрузки	4	min	max
К _т (неизмеряемый)	4	min	max
К _т (измеряемый)	3	min	max

Для решения задачи (6)–(9) используется метод внутренней точки, заключающийся в следующем. Вводятся дополнительные неотрицательные переменные s_i^{max} , s_i^{min} , предназначенные для моделирования (7):

$$\begin{cases} y_i - y_i^{\max} + s_i^{\max} = 0; \\ -y_i + y_i^{\min} + s_i^{\min} = 0. \end{cases}$$
 (12)

Неотрицательность переменных *s* обеспечивается путем введения в функцию Лагранжа логарифмического внутреннего штрафа. Общий вид функции Лагранжа:

$$L = \sum_{i} \left[\sum_{k} \left(\left(a y_{ik}^{2} + b y_{ik} + c \right) + \lambda_{ik}^{\max}(y_{ik} - y_{ik}^{\max} + s_{ik}^{\max}) + \right. \\ \left. + \lambda_{ik}^{\min} \left(-y_{ik} + y_{ik}^{\min} + s_{i}^{\min} \right) \right) + \left. + \mu \sum_{k} \left(\ln s_{ik}^{\max} + \ln s_{ik}^{\min} \right) + \lambda_{i}^{x} (x_{i} - \sum_{k} y_{ik}) \right] + \sum_{j} \lambda_{j} h_{j}(x).$$
(13)

Множители Лагранжа λ_i^{\min} , λ_i^{\max} также должны быть неотрицательными. Штрафной коэффициент μ определяется как:

$$\mu = \frac{o}{2N} \sum_{i}^{N} \frac{1}{K} \sum_{k}^{K} \left(\lambda_{ik}^{\min} s_{ik}^{\min} + \lambda_{ik}^{\max} s_{ik}^{\max} \right), \qquad (14)$$

где $0 \le \sigma \le 1$. Методы внутренней точки разделяются на методы с постоянным σ , обычно равным 0,1–0,2, и на методы с σ , пересчитываемым на каждой итерации [4].

Для решения задачи обобщенным методом Ньютона находятся производные (13) по всем переменным (x, λ , y, s^{\min} , s^{\max} , λ^{\min} , λ^{\max}), приравниваются нулю, полученная система уравнений линеаризуется. Целесообразно перед решением системы линейных уравнений провести исключение всех элементарных переменных (y) и связанных с ними множителей Лагранжа (λ^{\min} , λ^{\max}), а также дополнительных переменных (s^{\min} , s^{\max}). Исключение элементарных переменных приводит к изменению диагональных коэффициентов (d_i), связанных с ними физических переменных и векторов правых частей (N_i^x):

$$d_{i}\Delta x_{i} + \sum_{k}^{N} \left(\sum_{j}^{M} \lambda_{j} \frac{\partial^{2} h_{j}(x)}{\partial x_{i} \partial x_{k}} \right) \Delta x_{k} + \sum_{j}^{M} \frac{\partial h_{j}(x)}{\partial x_{i}} \Delta \lambda_{j} = N_{i}^{x};$$

$$\sum_{k}^{N} \frac{\partial h_{j}(x)}{\partial x_{k}} \Delta x_{k} = N_{i}^{\lambda}.$$
(15)

Или в матричной форме

$$\begin{bmatrix} H & J^t \\ J & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N^x \\ N^\lambda \end{bmatrix}.$$
 (16)

Матрица является слабозаполненной (для нашей задачи) и симметричной. Диагональные элементы в *H* ненулевые за счет исключения элементарных переменных, что позволяет упростить решение системы линейных уравнений.

Определение новых значений переменных:

$$x^{k+1} = x - \alpha^{p} \Delta x;$$

$$y^{k+1} = y - \alpha^{p} \Delta x;$$

$$s^{k+1} = s - \alpha^{p} \Delta s;$$

$$\lambda^{k+1} = \lambda - \alpha^{d} \Delta \lambda,$$

где длина шага α определяется из условий неотрицательности основных (*s*) и двойственных (λ) переменных:

$$\alpha^p = \min\left[\min_{\Delta s_i < 0} \frac{s_i}{|\Delta s_i|}, 0,99995\right]; \quad \alpha^d = \min\left[\min_{\Delta \lambda_i < 0} \frac{\lambda_i}{|\Delta \lambda_i|}, 0,99995\right].$$

При этом важно в ходе расчета сохранить $\lambda > 0$ и s > 0, не допуская появления строгого нуля.

Более подробно рассмотрим состав системы (15) для задачи оценивания состояния. В нее включаются линеаризованные уравнения узловых напряжений (УУН), записанные для всех узлов сети. Матрица H, входящая в (16), имеет такую же структуру расположения ненулевых элементов, что и матрица J, и соответственно матрица узловых проводимостей. Поэтому, используя представление элемента матрицы (16) в виде микро-матрицы максимальным размером (4×4), можно свести процедуру решения (16) к хорошо отработанной процедуре решения системы линейных уравнений, используемой в задаче расчета установившихся режимов, и поставить в соответствие (16) граф псевдоэлектрической сети (рис. 2).



Рис. 2. Схема сети

Неизвестными в (16) являются модули и углы напряжения, а также активные и реактивные узловые мощности нагрузки и генерации. Модуль напряжения входит в целевую функцию в виде, представленном на рис. 1, а или г, даже если модуль не измеряется, то имеется информация о допустимых значениях, которая может быть учтена в характеристике (рис. 1, г). Активная генерация измеряется достаточно точно и учитывается характеристиками рис. 1, б или г. Реактивная генерация задается диапазоном значений (рис. 1, г) с $\alpha = 0$. Активная нагрузка задается согласно рис. 1, а, для моделирования реактивной нагрузки может быть использован принцип постоянства tg φ = const. В этом случае реактивная нагрузка узла либо пропорциональна активной, либо задается псевдозамером tg φ по рис. 1, а и б.

Линейная часть схемы задается измерениями мощностей и токов в ЛЭП и трансформаторах. Учет уравнений каждого замера активной или реактивной мощности приводит к изменению графа (16), как показано на рис. 2. Также не представляет сложностей ввод в систему уравнений замера мощности в сечении и замера коэффициента трансформации.

Выводы: адаптация для оценивания состояния программного комплекса, разработанного для планирования суточных режимов, позволяет создать эффективный инструмент, имеющий возможности, отсутствующие в стандартной реализации оценивания состояния, основанной на МВНК.

Список литературы

- 1. Лоусон Ч., Хенсон Р. Численное решение задач метода наименьших квадратов. М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1986. 232 с.
- 2. Голуб Дж., Ван Лоуч Ч. Матричные вычисления. М.: Мир, 1999. 548 с.
- 3. Naramsimham Vempati, Ilya W. Slutsker, William F. Tinney. Ortogonal Sparse Vector Methods // IEEE Trans. Power Systems, Vol. 7< № 2, May 1992, pp. 926–932.
- 4. Vanderbei R. J., Shanno D. F. An Interior-Point Algorithm for Nonconvex Nonlinear Programming // Computational Optimization and Applications, 1999, № 13, pp. 231–252.
- 5. Шубин Н. Г., Неуймин В. Г., Багрянцев А. А., Максименко Д. М. Оптимизация суточных режимов энергосистемы с адаптивным расчетом максимально допустимых перетоков // Известия НИИ постоянного тока, 2011, № 65. С. 135–144.

Ерохин Петр Михайлович, докт. техн. наук, профессор, советник заместителя Председателя Правления Системного оператора Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС»).

E-mail: epm@ural.so-ups.ru

Неуймин Владимир Геннадьевич, канд. техн. наук, доцент, первый заместитель директора Филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Системы управления энергией» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «СУЭ»).

E-mail: vlad@niipt-ems.ru

Шубин Николай Генрихович, канд. техн. наук, директор Филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Системы управления энергией» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «СУЭ»).

E-mail: n.shubin@niipt-ems.ru

Максименко Дмитрий Михайлович, программист 1-й категории отдела электротехнических расчетов Филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Системы управления энергией» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «СУЭ»).

E-mail: maksimenko@niipt-ems.ru

Erohin P. M., Neuymin V. G., Shubin N. G., Maksimenko D. M.

The use of optimization methods interior point for the state estimation power system

Proposed use of interior point method for power system state estimation. The method allows for nonquadratic state estimation and take into account a number of additional constraints.

Key words: Interior point method, optimal power flow, state estimation.

УДК 621.314

А. В. Козлов

О необходимости учета «мертвой зоны» дифференциальной защиты шин при моделировании переходных процессов

Обоснована необходимость учета «мертвых зон» релейных защит в особо важных узлах энергосистемы, на примере дифференциальных защит шин.

Ключевые слова: дифференциальная защита шин, токораспределение, выключатель.

Дифференциальная защита является, в большинстве случаев, основной защитой шин электростанций и подстанций, имеющих класс напряжения 110–750 кВ. Главным достоинством дифференциальной защиты являются быстрота действия, селективность и высокая чувствительность.

К недостаткам дифференциальной защиты шин (ДЗШ) можно отнести наличие так называемой «мертвой зоны», т. е. зоны, в которой дифференциальная защита шин не может определить возникшее КЗ. Эта зона находится между трансформатором тока и шинным выключателем (рис. 3).

Дифференциальная защита шин основывается на принципе сравнения величины и фазы токов, приходящих к защищаемому элементу и уходящих от него.

Для питания защиты на всех присоединениях устанавливаются трансформаторы тока с одинаковым коэффициентом трансформации $n_{\rm T}$.

Дифференциальное реле подключается к трансформаторам тока всех присоединений, так чтобы при первичных токах, направленных к шинам, в нем проходил ток, равный сумме токов всех присоединений, т. е. $I_p = \sum I_{npuc}$. Тогда, при внешних K3, $\sum I_{npuc} = 0$ и реле не действует, а при K3 в зоне защиты (на шинах) $\sum I_{npuc}$ равна сумме токов, притекающих к месту повреждения, и защита срабатывает [1].

При внешнем КЗ (точка К на рис. 1) ток КЗ *I*₄, идущий от шин к месту повреждения, равен сумме токов, притекающих к шинам от источников питания:

$$I_4 = I_1 + I_2 + I_3. \tag{1}$$

Из токораспределения, показанного на рис. 1, видно, что вторичные токи $I_{1_{\rm B}}$, $I_{2_{\rm B}}$, $I_{3_{\rm B}}$, соответствующие первичным токам, притекающим к шинам, направлены в обмотке реле противоположно току $I_{4_{\rm B}}$ (первичный ток которого утекает от шин). Ток в реле

$$I_{\rm p} = \left(I_{1_{\rm B}} + I_{2_{\rm B}} + I_{3_{\rm B}}\right) - I_{4_{\rm B}}.$$
 (2)

Выражая вторичные токи через первичные и учитывая равенство (1), получаем, что ток:

$$I_{\rm p} = \frac{I_1}{n_{\rm T}} + \frac{I_2}{n_{\rm T}} + \frac{I_3}{n_{\rm T}} - \frac{I_4}{n_{\rm T}} = 0.$$
(3)

Следовательно, при внешних КЗ ток в реле отсутствует.



Рис. 1. Токораспределение во вторичных цепях дифференциальной защиты шин при внешних КЗ

При КЗ на шинах (рис. 2) по всем присоединениям, имеющим источники питания, ток КЗ направляется к месту повреждения, т. е. к шинам подстанции. Вторичные токи направлены в обмотке реле одинаково, поэтому ток через реле равен их сумме: $I_p = I_{1_B} + I_{2_B} + I_{3_B} + I_{4_B}$.



Рис. 2. Токораспеределение во вторичных цепях дифференциальной защиты шин при КЗ на шинах

Выражая вторичные токи через первичные, получаем:

$$I_{\rm p} = \frac{I_1 + I_2 + I_3 + I_4}{n_{\rm T}}.$$
 (4)

Так как

$$I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = I_{\kappa}, (5)$$

то

$$I_{\rm p} = \frac{I_{\rm K}}{n_{\rm r}}.$$
(6)

Выражение (6) показывает, что при КЗ на шинах дифференциальная защита шин реагирует на полный ток $I_{\rm K}$ в месте КЗ и благодаря этому имеет наивыгоднейшие условия в отношении чувствительности. Защита будет действовать, если $I_{\rm K} > I_{\rm cpa6}$, где $I_{\rm cpa6}$ – ток срабатывания защиты.

В нормальном режиме в реле проходит разность токов, притекающих к шинам и утекающих от них. Эти токи уравновешиваются, и защита не действует.

Теперь рассмотрим случай короткого замыкания между шинными выключателями и трансформаторами тока, в «мертвой зоне» (рис. 3).



– «мёртвая зона» дифференциальной защиты шин

Рис. 3. Токораспеределение во вторичных цепях дифференциальной защиты шин при КЗ в мертвой зоне

При коротком замыкании в «мертвой зоне» (точка К на рис. 3) токораспределение во вторичных цепях происходит таким образом, что дифференциальное реле, принимает его за короткое замыкание на шинах и выдает команду на отключение выключателей. Несмотря на отключение всех выключателей, защищающих рассматриваемую шину, подпитка точки КЗ со стороны линии остается.

Дифференциальная защита шин расценивает такую ситуацию как отказ выключателя линии, где находится точка К, и посылает сигнал на срабатывание устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ), чтобы с помощью отключения ближайших выключателей ликвидировать подпитку КЗ со стороны линии.

Несмотря на свою особенность, возмущения в «мертвой зоне» являются расчетными и соответствуют третьей группе нормативных возмущений методических указаний по устойчивости энергосистем [2]. Как было сказано выше, ДЗШ воспринимает КЗ в «мертвой зоне» как отказ шинного выключателя. При расчетах переходных процессов в особо важных узлах энергосистемы (таких как распределительные устройства атомных электростанций, крупные узловые подстанции, обеспечивающие пропуск значительных мощностей), от безаварийной работы которых зависит надежность и бесперебойность электроснабжения большого числа потребителей, необходимо учитывать самые неблагоприятные стечения обстоятельств.

Расстояние от трансформатора тока, обслуживающего ДЗШ, до шинного выключателя невелико, примерно 9–15 м, поэтому вероятность КЗ в «мертвой зоне» мала. В 2006 г. произошло короткое замыкание в «мертвой зоне» ДЗШ на распределительном устройстве высокого напряжения Калининской АЭС, которое повлекло за собой значительное разрушение оборудования и длительное нарушение нормальной работы станции.

При расчетах переходных процессов неучет «мертвой зоны», как правило, приводит к получению завышенных максимально допустимых нагрузок энергообъектов и, как следствие, некорректному определению объемов противоаварийного управления.

При выполнении исследований динамической устойчивости Ростовской АЭС (PoAЭC) в различных схемно-режимных условиях при вводе в эксплуатацию блока № 2, «мертвая зона» была учтена, что позволило максимально точно рассчитать предельно допустимую нагрузку каждого блока и определить необходимый объем противоаварийного управления, обеспечивающий сохранение устойчивости параллельной работы PoAЭC с электроэнергетической системой.

ОРУ 500 кВ РоАЭС представляет из себя две системы шин с тремя выключателями на два присоединения. Трансформаторы тока дифференциальной защиты шин находятся на расстоянии 10,5 м от шинных выключателей.

На рис. 4 изображено ОРУ 500 кВ Ростовской АЭС и показаны мертвые зоны дифференциальной защиты шин.

Для наглядности проведем сравнение результатов расчетов переходных процессов при учете и без учета «мертвой зоны». Вначале рассмотрим двухфазное КЗ на землю в точках К₁ («мертвая зона» учитывается) с последующим отказом одной фазы выключателей B-50, B-30, результаты расчетов приведены в табл. 1.

В рассматриваемом примере иллюстрируется нормативное возмущение третьей группы «отключение сетевого элемента действием УРОВ при двухфазном КЗ на землю с отказом одного выключателя». При этом происходит необоснованное отключение одной секции сборных шин. При отказе одного выключателя отрабатываются два цикла УРОВ, один из которых ложный, что значительно увеличивает протяженность аварии, и как следствие делает ее значительно тяжелее. Временная диаграмма, соответствующая описываемому случаю, приведена на рис. 5. На нем показано, что через 0,08 с после возникновения КЗ в «мертвой зоне» ДЗШ произойдет отключение секции сборных шин дифференциальной защитой шин (отключаются выключатели В-13, В-30, В-41, В-51), однако подпитка точки короткого замыкания (рассматривается КЗ в нижней правой точке К₁ на рис. 4) сохраняется через выключатель В-50, в результате чего запускается цикл УРОВ цель которого, отключить выключатели B-50 (или B-30 в случае КЗ в верхней левой точке K₁); предполагается, что в процессе работы выключателя отказывает одна фаза B-50, и ближайшая к точке КЗ линия (в зависимости от рассматриваемого случая, в данном примере ВЛ на ПС Южная) продолжает подпитывать точку КЗ. Далее запускается цикл УРОВ B-50 (или B-30) и происходит отключение еще одной секции сборных шин через 0,41 с после возникновения КЗ в «мертвой зоне» ДЗШ путем отключения выключателей B-24, B-32, B-42. В результате с момента возникновения КЗ в «мертвой зоне» ДЗШ в 0,08 с отключается одна секция сборных шин, через 0,28 с отключается ближайшая к точке КЗ линия и через 0,41 с отключается еще одна секция сборных шин 500 кВ и подпитка точки КЗ прекращается.



Рис. 4. ОРУ 500 кВ Ростовской АЭС

Обычно в качестве аварии, соответствующей III группе нормативных возмущений, для полуторной схемы ОРУ, выбирается двухфазное КЗ на землю вблизи шин с последующим отказом одной фазы выключателей В-50, В-30 (точки К₂ на рис. 4). В этом случае теряется лишь одна секция сборных шин и одно присоединение, что намного облегчает аварийную ситуацию.

В табл. 1 приведено сравнение максимально допустимой доаварийной нагрузки РоАЭС при учете аварий в «мертвой зоне» и без учета возможности аварии в «мертвой зоне» (рис. 6). В качестве противоаварийных мероприятий были приняты: отключение генератора блока № 1 (ОГ) и импульсная разгрузка турбины генератора блока № 2 на 50 % (ИР 50 %).

Таблица 1

Результаты расчетов, самых неблагоприятных случаев, полученные при сравнении учета и неучета «мертвой зоны» дифференциальной защиты

«мертвой »	Режим	дная схема	ежа Стключа- в емый Элемент Элемент	Аварийное возмущение	Доаварийная загрузка, % от номинальной мощности электростанции		
Учет 30ны		Исхо			без ПА	ОГ	ОГ и ИР 50 %
«Мертвая зона» неучтена	Выдача мощ- ности из Ро- стовской ЭС в		ВЛ 500 кВ РоАЭС – Тихорецк	Двухфазное КЗ на землю между В-32 и ТТ, УРОВ В-30 с переходом КЗ в однофазное	100 Не требуется		
	ОЭС Украины и Волгоград- скую ЭС		ВЛ 500 кВ РоАЭС – Южная	Двухфазное КЗ на землю между В-51 и ТТ, УРОВ В-50 с переходом КЗ в однофазное	71	100	Не тре- буется
	Прием мощно- сти в Ростов- скую ЭС из ОЭС Украины и Волгоград- ской ЭС	в работе	ВЛ 500 кВ РоАЭС – Тихорецк	Двухфазное КЗ на землю между В-32 и ТТ, УРОВ В-30 с переходом КЗ в однофазное	100 Не требуется		
		единения	ВЛ 500 кВ РоАЭС – Южная	Двухфазное КЗ на землю между В-51 и ТТ, УРОВ В-50 с переходом КЗ в однофазное	100 Не требуется		
«Мертвая зона» учтена	Выдача мощ- ности из Ро- стовской ЭС в	зсе присо	ВЛ 500 кВ РоАЭС – Тихорецк	Двухфазное КЗ на землю между В-32 и ТТ, УРОВ В-30 с переходом КЗ в однофазное	62	91	94
	ОЭС Украины и Волгоград- скую ЭС	ВЛ 500 кВ РоАЭС – Южная	Двухфазное КЗ на землю между В-51 и ТТ, УРОВ В-50 с переходом КЗ в однофазное	58	90	92	
	Прием мощно- сти в Ростов- скую ЭС из ОЭС Украины и Волгоград- ской ЭС		ВЛ 500 кВ РоАЭС – Тихорецк	Двухфазное КЗ на землю между В-32 и ТТ, УРОВ В-30 с переходом КЗ в однофазное	75	86	94
			ВЛ 500 кВ РоАЭС – Южная	Двухфазное КЗ на землю между В-51 и ТТ, УРОВ В-50 с переходом КЗ в однофазное	74	91	94

Наиболее действенным способом борьбы с «мертвыми зонами» дифференциальных защит шин является установка выключателей с встроенными трансформаторами тока. Встроенный трансформатор тока будет выдавать защите направление тока, который протекает непосредственно через выключатель, а не на определенном, пусть даже и малом расстоянии от него.



Рис. 5. Процесс ликвидации двухфазного КЗ на землю в «мертвой зоне» ДЗШ с последующим отказом одной фазы среднего выключателя и работой УРОВ с использованием противоаварийного управления (для случая КЗ в нижней правой точке К₁ рис. 4):

 1 – работа ДЗШ; 2 – отключение шинных выключателей; 3 – работа УРОВ шинного выключателя
 (B-51) и дистанционной защиты линии. Необходимо отключить B-50 и выключатель, находящийся на противоположном конце линии; 4, 8 – контроль работы защит; 5 – отключение среднего выключателя; 6 – отключение выключателя с противоположного конца линии; 7 – работа УРОВ среднего выключателя (B-50). Необходимо отключить B-24, B-32, B-42; 9 – отключение шинного выключателя

Хотя такие выключатели намного дороже, чем обычные вакуумные или элегазовые, но ликвидация «мертвых зон» позволит скомпенсировать затраты на их установку повышением уровня максимально допустимой загрузки энергоблоков.

Кроме того, можно предложить установку трансформаторов тока с двух сторон от шинного выключателя. Однако при выборе такого варианта вторичные цепи будут значительно усложнены, а это в свою очередь с большой вероятностью повлечет за собой снижение быстродействия ДЗШ, что будет противоречить основным требованиям, предъявляемым к релейной защите.



Рис. 6. Процесс ликвидации двухфазного КЗ на землю в вблизи ОРУ 500 кВ РоАЭС, с последующим отказом одной фазы среднего выключателя и работой УРОВ с использованием противоаварийного управления:

 работа дистанционной защиты линии; 2 – отключение выключателей на ОРУ; 3, 7 – отключение выключателя с противоположного конца линии; 4 – работа УРОВ среднего выключателя (B-10, B-20, B-30, B-40, B-50); 5 – контроль работы защит; 6 – отключение шинного выключателя

Список литературы

- 1. Чернобровов Н.В. Релейная защита. М.: Энергия, 1971.
- Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003.

Козлов Александр Вячеславович, инженер лаборатории исследований электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: kozlov_a@niipt.ru

Kozlov A. V.

Considerartion of differential bus protections dead band in the course of transients simulation

Necessity of consideration of relay protections (in particular differential bus protections) dead bands in highly significant nodes of a power system is explained in the paper.

Key words: differential bus protection, current distribution, breaker.

УДК 621.316

Д. В. Сорокин

Оценка влияния планируемых вводов генераторного и электросетевого оборудования на качество демпфирования колебаний в перспективных схемах энергосистем на примере ОЭС Северо-Запада

Рассмотрена возможность применения методов модального анализа для выявления «узких мест» в энергосистемах. В качестве тестовой схемы энергосистемы рассмотрена Объединенная энергетическая система (ОЭС) Северо-Запада. Критерием при выявлении «узких мест» в энергосистемах на основе применения методов модального анализа является наличие резонансных («опасных») частот, на которых возможно развитие незатухающих синхронных колебаний режимных параметров электрической сети. В статье показано, что реализация планируемых мероприятий по развитию генерирующих мощностей и электросетевой инфраструктуры в рассматриваемой энергосистеме в течение 2011–2018 гг. не позволяет обеспечить сколь-либо значительного повышения качества демпфирования низкочастотных колебаний в ОЭС Северо-Запада.

Ключевые слова: перспективная схема энергосистемы, актуализация моделей энергосистем, модальный анализ, резонансные частоты колебаний, колебательная устойчивость.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 ОАО «СО ЕЭС» совместно с ОАО «ФСК ЕЭС» ежегодно выполняют работы по формированию схем и программ перспективного развития Единой энергетической системы (ЕЭС) России [1]. Основными целями разработки схем и программ перспективного развития электроэнергетики являются развитие генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры для обеспечения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность. Основным подходом к разработке и формированию перечня мероприятий для включения в схемы и программы развития электроэнергетики является подход, основанный на том, что предлагаемые мероприятия должны быть направлены на ликвидацию «узких мест» в существующих и перспективных схемах энергосистем. Под термином «узкие места» в энергосистемах понимается в общем случае невозможность по каким-либо причинам обеспечить электроснабжение конкретного потребителя или обеспечить требуемый уровень надежности электроснабжения этого потребителя. Причинами, препятствующими надежному обеспечению электроснабжения потребителей, могут являться возникновение в различных схемно-режимных условиях энергосистемы токовых перегрузок электросетевых элементов (линий электропередачи и трансформаторов), недопустимых величин снижения напряжения в электрической сети, а также нарушение устойчивости в энергосистемах. Обоснование необходимости ввода нового генераторного или электросетевого оборудования в большинстве случаев выполняется с помощью анализа балансов электрической мощности и электроэнергии, расчетов максимально-допустимых и аварийно-допустимых перетоков активной мощности в различных сечениях энергосистем, оценки уровней

устойчивости энергосистем. При этом оценка качества демпфирования колебаний в перспективных схемах энергосистем с учетом нового электросетевого и генераторного оборудования не выполняется. Целесообразность такой оценки обусловлена тем, что в ЕЭС России существует ряд энергорайонов, в которых возможно возникновение плохо демпфируемых (или даже незатухающих) колебаний режимных параметров. Практический опыт ОАО «НТЦ ЕЭС» свидетельствует о том, что к таким энергорайонам относятся энергосистема Республики Коми, энергорайон транзита Кола-Карелия, Восточная часть ОЭС Сибири и др. Ввод в эксплуатацию нового генераторного и электросетевого оборудования в этих энергорайонах может привести как к улучшению, так и к ухудшению качества демпфирования колебаний режимных параметров (вплоть до развития незатухающих синхронных колебаний). Следует отметить, что значения настроечных параметров автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) планируемых к вводу синхронных генераторов могут быть на этапе разработки схем и программ развития электроэнергетики неизвестны (не определены). В связи с этим, оценку качества демпфирования колебаний в перспективных схемах энергосистем целесообразно выполнять в первую очередь для низкочастотных составляющих движения (колебаний режимных параметров с частотой порядка 0,1–0,7 Гц). Это обусловлено тем, что в большинстве случаев в низкочастотном движении участвуют роторы группы генераторов (от нескольких генераторов до нескольких десятков и сотен генераторов) и отсутствие информации по значениям настроек АРВ одного-двух генераторов не оказывает значительного влияния на рассматриваемую низкочастотную составляющую движения¹. В настоящей статье рассмотрена возможность выполнения оценки влияния вводов нового генераторного и электросетевого оборудования на качество демпфирования колебаний режимных параметров в существующих и перспективных схемах энергосистем.

Методика выявления «узких мест» на основе применения методов модального анализа

Эффективной методикой для выявления плохо демпфируемых составляющих движения в энергосистемах является применение методов модального анализа [2, 3]. При выполнении модального анализа рассматривается линеаризованная система энергосистемы, для которой вычисляются различные модальные характеристики (резонансные частоты в энергосистеме, коэффициенты синфазности, декременты затухания компонент движения в энергосистеме, коэффициенты участия и т. д.). Модальные характеристики позволяют получить информацию о динамических и колебательных свойствах энергосистемы. Электроэнергетическая система описывается в общем случае системой нелинейных дифференциальных уравнений вида:

¹ Применение методов модального анализа позволяет выявить все плохо демпфируемые составляющие движения в энергосистемах. При этом если «инициатором» низкочастотного движения является генератор крупной электростанции (например, генератор Кольской АЭС), то рассматриваемое движение является локальным (собственным) и свидетельствует о некорректной настройке АРВ этого генератора.

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, u); \\ y = g(x, u), \end{cases}$$
(1)

где *х* – вектор переменных состояния;

у – вектор выходных переменных;

и – вектор входных переменных.

С помощью процедуры линеаризации в рассматриваемой точке (x_0 , u_0) система нелинейных дифференциальных уравнений (1) приводится к системе линейных дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \Delta \dot{x} = A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u; \\ \Delta y = C \cdot \Delta x + D \cdot \Delta u, \end{cases}$$
(2)

где $\Delta x = x - x_0$ – вектор приращений переменных состояния;

 $\Delta y = y - y_0$ – вектор приращений выходных переменных;

 $\Delta u = u - u_0$ – вектор приращений входных переменных;

- А матрица состояния;
- В матрица управляющих воздействий;
- С матрица выходных сигналов;

D – матрица прямых связей между входными и выходными переменными.

Вычисление собственных чисел системы позволяет выявить плохо демпфируемые составляющие движения в энергосистемах, а также резонансные («опасные») частоты колебаний, т. е. частоты, на которых возможно развитие незатухающих синхронных колебаний. Вычисление значений элементов правого собственного вектора системы (коэффициентов синфазности) позволяет определить тип синхронных колебаний в энергосистемах (межсистемные, внутригрупповые или локальные колебания). Для оценки качества демпфирования составляющей движения на определенной частоте в теории модального анализа применяется показатель демпфирования. Показатель демпфирования является характеристикой качества демпфирования колебаний режимных параметров на рассматриваемой частоте. При этом лучшее качество демпфирования. Показатель демпфирования вычисляется по формуле:

$$\zeta_i = -\frac{\alpha_i}{\sqrt{\alpha_i^2 + \omega_i^2}},\tag{3}$$

где $\lambda_i = \alpha_i + j \cdot \omega_i$ – *i*-е собственное число системы.

На основе применения методов модального анализа автором статьи разработана методика определения мест установки APB сильного действия в энергосистемах при минимизации количества применяемых регуляторов возбуждения и обеспечении требуемого качества демпфирования. Кроме того, применение методов модального анализа позволяет определить генераторы в энергосистеме, автоматические регуляторы возбуждения которых настроены некорректно и возможно улучшение качества демпфирований за счет перенастройки указанных APB; определить генераторы, системы возбуждения которых необходимо модернизировать

в первую очередь с целью повышения запасов устойчивости в энергосистеме; разработать поэтапную программу модернизации систем возбуждения генераторов, позволяющую обеспечить наилучшее качество демпфирования синхронных колебаний на каждом этапе указанной программы; выполнить верификацию динамических моделей по данным регистраторов СМПР (путем сравнения резонансных частот, выявленных при анализе осциллограмм СМПР, и резонансных частот цифровой динамической модели энергосистемы); выполнить анализ причин технологических нарушений, связанных с возникновением синхронных колебаний в энергосистемах.

Результаты выявления «узких мест» на основе применения методов модального анализа

На рис. 1 представлена диаграмма резонансных частот в энергосистемах ОЭС Северо-Запада на уровни 2011 и 2018 гг. Рассмотрены частоты колебаний в диапазоне от 0,1 до 1 Гц с показателями демпфирования ниже 20 %¹. По оси абсцисс диаграммы отложены значения резонансных частот в Гц, по оси ординат – значения, обратные к значениям показателей демпфирования колебаний на рассматриваемых резонансных частотах. Таким образом, наибольшее значение переменной по оси ординат соответствует наиболее плохо демпфируемым составляющим движения в энергосистемах. Модель ОЭС Северо-Запада на уровни 2011 и 2018 гг. разработана в программно-вычислительном комплексе *EUROSTAG* [4]. Из рассмотрения рис. 1 видно, что:

- энергосистемы ОЭС Северо-Запада на уровни 2011 и 2018 гг. характеризуются наличием плохо демпфируемых колебаний режимных параметров (на частотах порядка 0,2, 0,6, 0,7 и 0,3 Гц);
- значения резонансных («опасных») частот на уровни 2011 и 2018 гг. практически совпадают.

На рис. 2 и 3 приведены диаграммы когерентности генераторов для составляющих движения на частотах 0,59 и 0,34 Гц энергосистем ОЭС Северо-Запада на уровень 2011 г. Диаграмма когерентности представляет собой векторную диаграмму. Каждый вектор соответствует определенному генератору энергосистем ОЭС Северо-Запада. Совпадение (или практическое совпадение) фаз векторов на диаграмме свидетельствует о том, что при каком-либо динамическом возмущении в энергосистемах, колебания роторов соответствующих генераторов будут для рассматриваемой частоты синфазными. Длина вектора соответствует степени «участия» генератора в колебаниях на рассматриваемой частоте. В случае если длина какого-либо вектора на диаграмме мала по сравнению с длинами других присутствующих на диаграмме векторов, то это свидетельствует о том, что для соответствующих на рассматриваемой частоте нехарактерны.

¹ Колебания со значением показателя демпфирования выше 20 % являются практически ненаблюдаемыми в энергосистемах. Однако при изменении схемно-режимных условий такие составляющие движения могут стать «опасными» с точки зрения возможности возникновения незатухающих синхронных колебаний. Выполнение подробного анализа таких составляющих движения выходит за рамки настоящей статьи.



Рис. 1. Резонансные («опасные») частоты колебаний в существующей и перспективной схемах ОЭС Северо-Запада



Рис. 2. Диаграмма когерентности для частоты колебаний 0,59 Гц (показатель демпфирования 2 % на уровень 2011 года)



Рис. 3. Диаграмма когерентности для частоты колебаний 0,34 Гц (показатель демпфирования 17 % на уровень 2011 года)

В табл. 1 представлены результаты модального анализа для энергосистем ОЭС Северо-Запада на уровни 2011 и 2018 гг.

Из данных табл. 1 можно сделать следующие выводы:

- 1. Энергосистемы ОЭС Северо-Запада на уровни 2011 и 2018 гг. характеризуются наличием плохо демпфируемых колебаний режимных параметров (на частотах порядка 0,2 Гц, 0,6 Гц, 0,7 Гц и 0,3 Гц).
- Значения резонансных («опасных») частот на уровни 2011 и 2018 гг. в энергосистемах ОЭС Северо-Запада практически совпадают.
- 3. Планируемое к 2018 г. развитие генераторных мощностей и электросетевой инфраструктуры в энергосистемах ОЭС Северо-Запада не приводит к сколь-либо значительному повышению качества демпфирования колебаний в этих энергосистемах (по сравнению с уровнем 2011 г.).
- Наибольшее количество плохо демпфируемых составляющих движения свойственно энергосистеме Республики Коми (как на уровень 2011 г., так и на уровень 2018 г.).
- 5. Качество демпфирования составляющей движения порядка 0,3–0,4 Гц, характерной для энергосистем Республики Карелия и Мурманской области, к 2018 г. снижается, что может стать причиной развития незатухающих синхронных колебаний в указанных энергосистемах.

Возможными мероприятиями для повышения уровней устойчивости в рассматриваемых энергосистемах являются модернизация систем возбуждения генераторов, а также выполнение перенастройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия (системных стабилизаторов) генераторов для повышения качества демпфирования колебаний режимных параметров в энергосистемах. На основе применения методов модального анализа может быть выполнена разработка поэтапной программы модернизации и перенастройки автоматических регуляторов возбуждения в энергосистемах.

Таблица 1

№ п/п	Частота колебаний ƒ, Гц (2011 г.→2018 г.)	Показатель демпфирования ξ, % (2011 г.→2018 г.)	Описание составляющей движения, соответствующей рассматриваемой частоте колебаний
1	0,18→0,20	1→1	Частота колебаний режимных параметров в энергосистемах порядка 0,18–0,20 Гц обусловлена движением роторов генера- торов Воркутинской ТЭЦ, Печорской ГРЭС и Сосногорской ТЭЦ относительно роторов остальных генераторов в энерго- системах
2	0,59→0,44	2→4	Частота колебаний режимных параметров в энергосистемах порядка 0,44–0,59 Гц обусловлена движением роторов генера- торов энергосистемы Республики Коми относительно роторов генераторов Архангельской области
3	0,73→0,75	3→5	Частота колебаний режимных параметров в энергосистемах порядка 0,73–0,75 Гц обусловлена движением роторов генера- торов Воркутинской ТЭЦ относительно роторов генераторов Печорской ГРЭС
4	0,21→0,27	7→13	Частота колебаний режимных параметров в энергосистемах порядка 0,21–0,27 Гц обусловлена движением роторов генера- торов энергосистемы Республики Коми относительно роторов остальных генераторов в энергосистемах
5	0,15→0,18	14→15	Частота колебаний режимных параметров в энергосистемах порядка 0,15–0,18 Гц обусловлена движением роторов генера- торов энергосистем Республики Коми и Архангельской области относительно роторов остальных генераторов в энерго- системах
6	0,34→0,37	17→12	Частота колебаний режимных параметров в энергосистемах порядка 0,34–0,37 Гц обусловлена движением роторов генера- торов энергосистем Республики Карелия и Мурманской области относительно роторов остальных генераторов в энерго- системах

Частоты наиболее плохо демпфируемых колебаний режимных параметров в энергосистемах ОЭС Северо-Запада на уровни 2011 и 2018 годов

Выводы

Методы модального анализа являются эффективным инструментом для выявления «узких мест» в существующих и перспективных схемах энергосистем. На основе применения указанных методов может быть выполнена оценка влияния планируемых вводов генераторного и электросетевого оборудования на качество демпфирования колебаний в энергосистемах, а также разработаны рекомендации по повышению устойчивости в энергосистемах.

Список литературы

- 1. Постановление Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».
- Сорокин Д. В. Применение модального анализа для определения причин возникновения низкочастотных колебаний в энергосистемах. // Сб. статей всероссийской научно-технической конференции: «Электроэнергетика глазами молодежи», т. 1. – Екатеринбург: УрФУ, 2010. С. 264–268.
- Сорокин Д. В. Выбор мест установки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия в ОЭС Сибири на основе применения модального анализа // Сб. докладов международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», т. 1.. – Самара, 2011. С. 197–203.
- 4. Программно-вычислительный комплекс EUROSTAG. www.eurostag.be.

Сорокин Дмитрий Владимирович, канд. техн. наук, научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sorokin_d@niipt.com, dvs.niipt@gmail.com

Sorokin D. V.

Identifying «bottlenecks» in the existing and future power system schemes on the basis of application of modal analysis

The possibility of modal analysis methods application to identify «bottlenecks» in power is considered. The test system to apply modal analysis methods is power system of North-West.

Key words: power system, modal analysis, small-signal stability, power system oscillations, eigenvalue analysis.

УДК 621.314

И.С.Романов

Применение устройств продольной компенсации с тиристорным управлением для повышения запасов динамической устойчивости и качества демпфирования послеаварийных колебаний мощности

Рассмотрено применение управляемых устройств продольно емкостной компенсации на транзитной линии 220 кВ, соединяющей энергосистемы Архангельской области и республики Коми. Показано, что применение устройства продольной компенсации с тиристорным управлением на указанном транзите является эффективным мероприятием как по повышению качества демпфирования послеаварийных колебаний мощности по линиям, так и по повышению уровня динамической устойчивости в целом.

Ключевые слова: энергосистема, устройства продольной компенсации с тиристорным управлением, демпфирование колебаний мощности, динамическая устойчивость.

Продольная компенсация, как одно из устройств FACTS (Flexible AC Transmission System), применяется для увеличения пропускной способности воздушных линий и представляет собой батареи конденсаторов, включаемые последовательно в линии электропередачи для компенсации части продольного индуктивного сопротивления линий.

Управляемые устройства продольной компенсации (УУПК) предназначены для изменения пропускной способности сети, вплоть до предела по нагреву проводов, а также для обеспечения плавного перераспределения потоков активной мощности по параллельным линиям, за счет плавного изменения сопротивления линии, что в установившихся режимах позволяет осуществлять оптимальное потокораспределение активной мощности, а в аварийных и послеаварийных режимах обеспечивает передачу максимально возможного по условию нагрева значения мощности [1–3]. Следует отметить, что для линий электропередачи выход на предел по тепловому нагреву может значительно увеличить потери активной мощности [2]. Возможно также повышение уровня напряжения в местах установки УПК выше допустимого [3].

Стоимость устройства УПК составляет примерно 10 % от стоимости новой линии электропередачи, имеющей эквивалентную пропускную способность. Таким образом, срок окупаемости УПК составляет всего несколько лет [7].

Использование УУПК, на основе схемы (рис. 1), предусматривающей регулирование тока в реакторе с помощью встречно-параллельно включенных тиристоров, получившей в англоязычной литературе название *Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC)*, позволяющей плавно изменять ее эквивалентную емкость в зависимости от режима работы линии, позволяет не только гибко изменять сопротивления линии, но и демпфировать переходные процессы в энергосистемах, в том числе подавлять субсинхронный резонанс, возникающий при сближении частот электрических колебаний в сети с механическими колебаниями вращающихся частей турбогенераторов электрических станций [4].

Примерами внедрения такого рода устройств являются электропередачи Швеции, Бразилии и США. В частности, в 1992 г. первое в своем роде усовершенствованное УУПК было установлено на подстанции 230 кВ *Kayenta* в Западной Энергетической Компании (*Western Area Power Administration – WAPA*) в Северовосточной Аризоне. *Advanced Controlled Series* (*ACS*) – это название, данное производителем, фирмой Siemens, комплексной установке продольной емкостной компенсации, включающей *TCSC* и обычную УПК. *ACS* была необходима для повышения надежности передаваемых мощностей по линиям 230 кВ между подстанциями *Glen Canyon* и *Shiprock*, а также для демонстрации возможностей устройства *FACTS* в качестве приемлемой альтернативы для будущих потребностей передаваемых мощностей в системе *WAPA*. Подстанция *Kayenta* была выбрана для этого уникального проекта, так как она расположена в середине линии протяженностью 190 миль.

Установка TCSC, разработанная в сентябре 1993 г., установлена на подстанции *Slatt* в системе *Bonneville Power Administration (BPA)* в штате Орегон. Установка была разработана, изготовлена и установлена в системе *BPA* компанией *General Electric* для системных испытаний и ввода в эксплуатацию. После большого объема натурных исследований в 1995 г. эта система была принята к эксплуатации. *TCSC* включена последовательно в линию 500 кВ *Slatt-Buckley*[4].

До конца 1998 г. в Бразилии существовали две основные энергосистемы, которые не были связаны между собой: Юг – Юго-восток и Север – Северо-восток. В начале 1999 г. произошло объединение этих энергосистем с помощью электропередачи «Север–Юг» («*Imperatriz – Serra da Mesa*») 500 кВ с установленными на ней устройствами продольной компенсации и регулируемыми продольными элементами (*TCSC*), фирма разработчик *ABB*. Общая протяженность электропередачи составляет около 1050 км [5].

В статье рассматривается применение УУПК с тиристорным управлением (*TCSC*) для демпфирования колебаний мощности в системе. В качестве исследуемой схемы рассматриваются энергосистемы Архангельской области и республики Коми.

Энергосистемы Архангельской области и республики Коми связаны между собой одной транзитной линией 220 кВ. В исследуемой схеме при авариях, приводящих к отделению мощной Печорской ГРЭС от энергосистемы, возникают плохо затухающие синхронные колебания между генераторами Архангельской энергосистемы и генераторами Сосногорской ТЭЦ и ТЭЦ МБП СЛПК. Также для рассмотрения демпфирующих свойств УУПК были рассмотрены аварийные возмущения, не приводящие к разделению энергосистем.

Для расчетов используется цифровая модель исследуемой схемы разработанная в ПВК *EUROSTAG* [6].

Принципиальная схема используемого УУПК с тиристорным управлением приведена на рис. 1.

Блок конденсаторов *C* защищен при помощи металл-оксидных варисторов R_{MOV} (*MOV* – *Metal Oxide Varistors*), ограничивающих перенапряжения. В режиме под-

ключения peakropa *L* тиристоры полностью открываются. Переключение индуктивного на емкостное сопротивление, и наоборот, может быть использовано для управления потоком мощности для демпфирования колебаний.

Полная переменная проводимость УУПК *Y_{TCSC}* рассчитывается по формуле:

$$Y_{TCSC} = \frac{1}{R_{MOV}} + \frac{1}{jX_{TCSC}},\tag{1}$$

где R_{MOV} – сопротивление варистора;

 X_{TCSC} – реактивное сопротивление УУПК.



Рис. 1. Принципиальная схема УУПК с тиристорным управлением

В ПВК *EUROSTAG* металл-оксидный варистор R_{MOV} моделируется с помощью эквивалентной проводимости G_{MOV} , величина которой зависит от напряжения на емкости [6]:

$$G_{MOV} = \frac{1}{R_{MOV}} = \frac{1}{K_{MOV}} \cdot \left(\frac{|U_1 - U_2|}{K_{MOV}}\right)^{ALPHA-1},$$
(2)

где *G_{MOV}* – эквивалентная проводимость варистора;

К_{моv} – коэффициент определяющий уровень защиты;

ALPHA – параметр, значение которого составляет от 30 до 40;

 U_1 и U_2 – напряжения на емкости.

Управление величиной проводимости, выраженной в уравнении (2), проиллюстрировано структурной схемой на рис. 2, где K_G определяет скорость изменения G_{MOV} .



Рис. 2. Моделирование велечины G_{MOV}

Управление величиной реактивного сопротивления УУПК проиллюстрировано структурной схемой на рис. 3 [6].

Для демпфирования колебаний мощности необходимо изменять компенсацию линии в соответствии с ускорением или торможением ротора генератора в переходном процессе. В случае ускорения ротора генератора, передаваемая электромагнитная мощность должна быть увеличена для компенсации избыточной механической мощности. В случае торможения генератора, электромагнитная мощность должна быть уменьшена для снижения запасаемой ротором энергии.



Рис. 3. Моделирование велечины *X*_{*TCSC*}:

XSC – исходное значение эквивалентного реактивного сопротивления УУПК, которое определяет начальный уровень компенсации;

POD – Power Oscillation Damper, выход блока демпфирования электрических колебаний, сигнал поступающий от системного стабилизатора (*PSS*) *Power System Stabilizer*, основанный на сигнале по активной мощности;

PLINE – сигнал поступающий от системы контроля за активной мощностью, протекающей по линии электропередачи;

Коэффициенты системы регулирования УУПК были выбраны из стандартного набора параметров в ПВК *EUROSTAG*:

KPSS – коэффициент усиления сигнала блока демпфирования электрических колебаний (10);

КРLINE – усилитель контура управления активной мощности на линии (0,01);

KLINE – усилитель контура управления активной мощности на линии (0,0)

Максимальная величина реактивного сопротивления X_{TCSC} соответствует максимальному уровню компенсации линии, сопротивление линии минимально, следовательно, электромагнитная мощность, передаваемая по линии, максимальна. Минимальное значение X_{TCSC} соответствует минимальному уровню компенсации, сопротивление линии максимально, а передаваемая по линии мощность минимальна.

В качестве аварийного возмущения, приводящего к отделению Печорской ГРЭС от энергосистемы было выбрано однофазное КЗ на линии 220 кВ ПС Ухта – ПС Зеленоборск с неуспешным АПВ. Для демпфирования колебаний, возникающих в результате этой аварии, УУПК установлено на транзитной линии 220 кВ ПС Урдома – ПС Микунь. Карта-схема электрических соединений Коми–Архангельского транзита представлена на рис. 4. Емкостное сопротивление УУПК было выбрано 20 Ом, что соответствует 50 % продольной компенсации линии и 50 МВ·А мощности компенсирующего устройства.



Рис. 4. Карта-схема электрических соединений Коми-Архангельского транзита

На рис. 5 показаны колебания электромагнитной мощности *P* на линии ПС Урдома – ПС Микунь, которые возникают из-за аварии при демпфировании колебаний мощности и без него. На рис. 6 показаны изменения угла ротора генератора δ ТЭЦ МБП СЛПК. На рис. 7 представлено изменение степени продольной емкостной компенсации К в ходе переходного процесса.



Рис. 5. Колебания электромагнитной мощности Р на линии ПС Урдома – ПС Микунь



Рис. 6. Изменения угла ротора генератора б ТЭЦ МБП СЛПК



Рис. 7. Изменение степени продольной емкостной компенсации в переходном процессе

На рис. 8 показаны изменения угла ротора генератора Печорской ГРЭС, при трехфазном КЗ длительностью 0,1 с на линии 220 кВ ПС Зеленоборск – Печорская ГРЭС. На рис. 9 представлено изменение степени продольной емкостной компенсации К.



Рис. 8. Изменения угла ротора генератора б Печорской ГРЭС



Рис. 9. Изменение степени продольной емкостной компенсации в переходном процессе

Расчеты предельного времени отключения трехфазного короткого замыкания на ПС Зеленоборск, на ПС Микунь, а также на шинах 220 кВ Печорской ГРЭС приведены в табл. 1. Расчеты проводились для схемы без использования УПК, для схемы с неуправляемой УПК и для схемы с УУПК разной степени компенсации.

Таблица 1

Конфигурация	Предельное время отключения короткого замыкания, с				
исследуемой схемы	ПС Зеленоборск	ПС Микунь	Шины 220 кВ Печорской ГРЭС		
Без УПК	0,244	0,43	0,11		
УПК К = 50 %	0,244	0,43	0,11		
УУПК К = 30 %	0,339	0,566	0,223		
УУПК К = 50 %	0,352	0,58	0,244		
УУПК К = 75 %	0,371	0,591	0,252		
УУПК К = 100 %	0,385	0,6	0,27		

Расчет предельного времени отключения короткого замыкания

Расчеты показывают, что использование УУПК позволяет значительно увеличить предельное время КЗ при авариях в различных узлах энергосистемы. Нерегулируемое УПК не дает увеличения предельного времени КЗ, так как не способно управлять передаваемой по линии мощностью.

Рисунок 10 иллюстрирует протекание переходного процесса при трехфазном КЗ на шинах 220 кВ Печорской ГРЭС длительностью 0,1 с. На рисунке показано напряжение в месте КЗ, угол ротора генератора Печорской ГРЭС, а также изменение проводимости металл-оксидного варистора, ограничивающего перенапряжение.



Рис. 10. Напряжение в месте КЗ, угол ротора генератора Печорской ГРЭС, проводимость металл-оксидного варистора

Графики переходных процессов показывают, что управление степенью компенсации К является релейным, т. е. выходная характеристика управляемого продольного компенсатора изменяется между минимальным и максимальным значениями. Такой тип управления является эффективным для демпфирования колебаний мощности.

Из графиков переходных процессов и по результатам расчета предельного времени отключения КЗ видно, что применение УУПК увеличивает предел динамической устойчивости Коми–Архангельского транзита. Как показали расчеты, УУПК представляет собой мощное средство демпфирования колебаний системы. Помимо этого применение УУПК в транзитной линии делает систему независимой от автоматического регулятора возбуждения сильного действия, установленного на Печорской ГРЭС (Республика Коми), при авариях, связанных с отделением станции от энергосистемы. Помимо этого УУПК является эффективным средством управления сопротивлением и мощностью линии электропередачи, что позволяет увеличить передаваемую мощность.

Список литературы

- 1. Дорофеев В. В., Шакарян Ю. Г., Кочкин В. И., Кощеев Л. А. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока // Электрические станции. – 2004, № 8. С. 10–13.
- 2. *Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А.* Об эффективности применения управляющих устройств в электрической сети // Электрические станции, 2005, № 12. С. 30–38.

- 3. Шакарян Ю. Г., Новиков Н. Л., Гусев С. И. Развитие устройств FACTS // Энергоэксперт, 2011, № 5. С. 60–69.
- 4. Hingorani N. G., Gyugyi L. Understanding FACTS // IEEE Press 1999.
- Кадхем Басим Т. Исследование крутильных колебаний валопроводов турбоагрегатов в энергосистемах с устройствами продольной емкостной компенсации и разработка способов их подавления: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. – СПб., [Место защиты: СПбГПУ]. 2009.
- 6. IIBK EUROSTAG, www.eurostag.be.
- 7. Nokian Capacitors Ltd, www.nokiancapacitors.ru.

Романов Иван Сергеевич, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: Romanov_i@niipt.ru

Romanov I. S.

The use of thyristor controlled switched capacitor for improving transient stability and quality of post-fault power oscillations damping

The paper considers the use of thyristor controlled switched capacitor for transit 220 kV line connecting the energy regions of Arkhangelsk and Komi Republic. The article shows that the use of the thyristor controlled switched capacitor at aforementioned transit is an effective measure improving the quality of post-fault power oscillations damping of transmission lines and improving the transient stability on the whole.

Keywords: power system, thyristor controlled switched capacitor, power oscillations damping, transient stability.

УДК 621.316

Д. В. Сорокин, И. Е. Рындина

Повышение эффективности применения статических тиристорных компенсаторов в энергосистемах на основе оптимизации настроек их систем регулирования

Представлены результаты выбора и оптимизации значений настроечных параметров системы регулирования статического тиристорного компенсатора (СТК) в тестовой схеме энергосистемы. Показано, что применение методов многопараметрической оптимизации (в частности, генетического алгоритма) при настройке систем регулирования СТК позволяет значительно повысить качество стабилизации уровней напряжения в энергосистемах.

Ключевые слова: статический тиристорный компенсатор, генетический алгоритм, многопараметрическая оптимизация, система автоматического регулирования, регулятор напряжения.

В настоящее время происходит широкое внедрение статических тиристорных компенсаторов в Единую энергетическую систему России. Примерами такого внедрения могут служить установка СТК номинальной мощностью 100 Мвар на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, установка СТК номинальной мощностью 150 Мвар на ПС 500 кВ Заря, проекты по установке СТК на подстанциях 220 кВ Краснодарского края (ПС Кирилловская, ПС Афипская, ПС Славянская) суммарной мощностью 250 Мвар и др. В связи с тем, что СТК оснащаются системами автоматического регулирования (САР), возникает задача выбора и оптимизации настроек этих систем с целью повышения качества стабилизации уровней напряжений в энергосистемах (в энергоузлах подключения СТК) и, таким образом, повышения эффективности применения СТК. Следует отметить, что современные цифровые системы автоматического регулирования предоставляют более широкие возможности по изменению значений настроечных параметров САР (по сравнению с аналоговыми САР предыдущего поколения), что создает предпосылки к применению методов многопараметрической оптимизации для настройки систем регулирования СТК. Применение таких методов обеспечивает возможность выбора индивидуальных настроек САР для каждого СТК в энергосистемах, которые в наибольшей степени учитывают особенности электрических режимов (в энергоузле установки СТК).

Оценка эффективности настроек систем регулирования СТК может быть выполнена в актуализированных динамических моделях энергосистем. При этом программно-вычислительные комплексы (ПВК), используемые для разработки таких моделей энергосистем, должны включать в себя модель СТК (или обеспечивать возможность создания пользовательских моделей нового электротехнического оборудования). К таким программно-вычислительным комплексам относятся применяемые в ОАО «НТЦ ЕЭС» ПВК *EUROSTAG* [1] и ПВК *PSS*®*E* [2]. Однако в указанных программных комплексах не реализованы функциональные возможности, позволяющие выполнить настройку систем регулирования СТК (как и систем регулирования любого другого электротехнического оборудования). В связи с этим,
возникает задача разработки методики выбора настроек систем регулирования СТК на основе применения актуализированных моделей энергосистем и методов многопараметрической оптимизации.

На рис. 1 представлена тестовая схема энергосистемы. В состав тестовой схемы энергосистемы входят две электростанции (ЭС-1 и ЭС-2), объединенные на параллельную работу через электрическую сеть 330 кВ. Указанные электростанции обеспечивают возможность покрытия дефицита мощности в энергосистеме. При этом в рассматриваемом электрическом режиме ЭС-1 и ЭС-2 обеспечивают выдачу мощности в энергоузел ШБМ (шины бесконечной мощности). Кроме того, на рис. 1 показаны режимные параметры энергосистемы, по которым осуществляется регулирование в СТК, а также в автоматических регуляторах возбуждения синхронных генераторов ЭС-1 и ЭС-2.



Рис. 1. Тестовая схема энергосистемы

U – напряжение на шинах подстанции или электростанции;

I_f – ток возбуждения синхронного генератора;

 f_U- частота напряжения на шинах подстанции или электростанции

Особенностью рассматриваемой энергосистемы является значительное снижение уровней напряжений в энергоузлах транзита 330 кВ ПС № 1 – ПС № 2 – ПС № 3 – ПС № 4 – ПС № 5 в электрических режимах, связанных с выдачей номинальных мощностей ЭС-1 и ЭС-2 в электрическую сеть. При этом наибольшее снижение уровней напряжения фиксируется на шинах 330 кВ ПС № 3 (при загрузке по активной мощности ЭС-1 и ЭС-2). Для нормализации уровней напряжений в тестовой схеме энергосистемы в энергоузел ПС № 3 выполнена установка статического тиристорного компенсатора номинальным напряжением 11 кВ и номинальной мощностью 100 Мвар. Модель энергосистемы разработана в ПВК *EUROSTAG*. При разработке модели энергосистемы использованы модели элементов из стандартных библиотек указанного ПВК. Синхронные генераторы смоделированы на основе полных уравнений Парка–Горева. Синхронные генераторы ЭС-1

и ЭС-2 оснащены автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия. Турбина представлена упрощенной моделью.

Принципиальные схемы статических тиристорных компенсаторов различных типов (СТК-1 и СТК-2) показаны на рис. 2. СТК на этом рисунке представлены упрощенно. В частности, кроме непосредственно конденсаторно-тиристорных групп (КТГ) и реакторно-тиристорных групп (РТГ) в схему статических тиристорных компенсаторов могут быть включены фильтро-компенсирующие цепи. Подробное сравнение этих типов СТК представлено в [11]. ПВК *EUROSTAG* позволяет выполнить моделирование как СТК-1, так и СТК-2. При этом рассматриваемая в настоящей статье методика настройки системы регулирования СТК является в достаточной степени универсальной и применимой для настройки систем регулирования обоих типов СТК.



Рис. 2. Принципиальные схемы статических тиристорных компенсаторов различных типов

Структурная схема регулятора напряжения системы автоматического регулирования СТК, реализованная в ПВК *EUROSTAG*, представлена на рис. 3. Из рисунка видно, что регулятор напряжения СТК состоит из двух блоков, а именно из форсирующего звена и блока, реализующего пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) закон управления напряжением. На вход регулятора напряжения подается отклонение величины напряжения на шинах подстанции от заданной в СТК уставки по напряжению. Следует отметить, что представленный на рис. 3 закон управления системы регулирования СТК не является общепринятым. В частности, в системах регулирования СТК могут быть реализованы законы управления другого вида [11].

Выходным сигналом регулятора является сигнал, пропорциональный величине проводимости, обеспечиваемой СТК в рассматриваемый момент времени. Таким образом, настройка регулятора напряжения СТК может быть выполнена за счет выбора и оптимизации значений шести параметров (значений коэффициентов K_P , K_I , K_D и значений постоянных времени T_1 , T_2 и T_3). Ввиду значительного количества настраиваемых параметров регулятора напряжения оптимизация значений этих параметров на основе выполнения оценки значений каждого из параметров в отдельности (при фиксированных значениях других параметров) затруднительна.



Рис. 3. Структурная схема регулятора напряжения статического тиристорного компенсатора

Эффективной методикой для выполнения такой оптимизации является применение одного из методов многопараметрической оптимизации – генетического алгоритма [3, 4]. Генетический алгоритм является разновидностью эволюционных алгоритмов. Особенностью генетического алгоритма является то, что принципы. по которым происходит отбор претендентов на оптимальное решение при выполнении этого алгоритма, основаны на законах генетики (как науки о закономерностях наследственности и изменчивости) и принципах естественного отбора в живой природе. В связи с этим, для описания генетических алгоритмов традиционно применяется терминология, заимствованная из генетики. На каждой итерации генетического алгоритма происходит отбор наиболее пригодных хромосом (возможных значений оптимизируемых параметров) из популяции (всего набора решений). Отбор хромосом осуществляется на основе оценки значений функции приспособленности (критериальной функции). После выявления наиболее «приспособленных» хромосом к этим хромосомам применяются операторы скрещивания и мутации. В итоге, применение генетического алгоритма позволяет воспроизводить новое поколение потомков, наследующих «лучшие» гены в популяции (в терминах задач оптимизации – определить оптимальные в смысле принятого критерия значения параметров).

Основными преимуществами применения генетического алгоритма по сравнению с применением традиционных методов оптимизации (например, градиентного метода) являются отсутствие необходимости вычисления производных целевой функции, а также стойкость к попаданию в локальные экстремумы. Следует отметить, что опыт практического применения генетического алгоритма (в частности, для настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов) свидетельствует об эффективности и целесообразности используемого подхода [5–10]. Кроме того, применение генетического алгоритма подтвердило свою эффективность во многих областях науки и техники (в областях искусственного интеллекта, нечеткой логики, нейронных сетях, при оптимизации запросов в базах данных, в задачах на графах и др.) [3]. Оптимизация настроечных параметров регулятора напряжения СТК в тестовой схеме энергосистемы может быть выполнена на основе применения интегрального квадратичного критерия качества переходного процесса:

$$F(X, \Delta T) = \int_{0}^{\Delta T} [U(X, t) - U_{ycr}]^2 dt, \qquad (1)$$

где U(X, t) – значение напряжения на шинах подстанции (в энергоузле подключения CTK), кВ;

 $U_{\rm vcr}$ – значение уставки напряжения СТК, кВ;

 ΔT – длительность расчета целевой функции, с;

X – вектор-столбец значений оптимизируемых параметров регулятора напряжения.

Применение целевой функции (1) позволяет количественно оценить качество стабилизации напряжения в энергоузлах при возникновении возмущений в энергосистемах. Оптимальным (в смысле принятого критерия) значениям настроечных параметров регулятора напряжения СТК соответствует минимальное значение рассматриваемой целевой функции.

В общем случае задача настройки регулятора напряжения СТК может быть сведена к задаче многопараметрической оптимизации следующего вида:

$$F(X, \Delta T) \rightarrow \min,$$
 (2)

где X_{\min} – вектор-столбец минимальных значений оптимизируемых параметров;

X_{max} – вектор-столбец максимальных значений оптимизируемых параметров;

 $X \in [X_{\min}; X_{\max}].$

Следует отметить, что в рассматриваемой постановке задачи оптимизация настроечных параметров регулятора напряжения СТК может быть выполнена в нескольких электрических режимах (например, в нормальной и нескольких ремонтных схемах энергосистемы). Таким образом может быть обеспечена эффективность настроек регулятора напряжения СТК при стабилизации уровней напряжений в энергосистеме в различных схемно-режимных условиях.

Результаты оптимизации настроек регулятора напряжения статического тиристорного компенсатора (СТК-1) в тестовой схеме энергосистемы представлены в табл. 1. В качестве начальных значений настроечных параметров СТК приняты значения, «зашитые» в модели СТК стандартной библиотеки ПВК *EUROSTAG*. Оптимизация выполнена по шести параметрам регулятора напряжения СТК.

На рис. 4 показаны осциллограммы изменения напряжения в узле подключения СТК (ПС № 3) при возникновении тестового возмущения в энергосистеме. Осциллограммы получены при следующих вариантах обеспечения компенсации реактивной мощности в энергоузле: установка батареи статических конденсаторов, установка СТК с исходными (неоптимальными) настройками и установка СТК с оптимальными настройками. В качестве тестового возмущения выбрано однофазное короткое замыкание на шинах 330 кВ ПС № 5 длительностью 0,14 с. Из рисунка видно, что полученные настройки регулятора напряжения СТК обеспечивают значительное повышение качества стабилизации напряжения на шинах подстанции (в энергоузле подключения СТК). Указанный факт подтверждает эффективность рассматриваемой методики выбора настроечных параметров регуляторов напряжения статических тиристорных компенсаторов.

Таблица 1

№	Параматр	Параметр Единица Зн измерения до оптимиза	Значение параметра	
п/п	параметр		до оптимизации	после оптимизации
1	K_P	o.e.	1,0	0,5
2	K_I	o.e.	1,0	8,0
3	K_D	o.e.	0,0	3,0
4	T_1	с	10,0	6,6
5	T_2	с	10,0	5,3
6	T_3	с	0,03	0,06

Значения настроечных коэффициентов системы автоматического регулирования СТК до и после оптимизации



Из формулы (2) видно, что значение интегрального значения качества зависит от длительности расчета переходного процесса (переменная ΔT). Выбор значения переменной ΔT выполняется из условия наблюдаемости в кривой изменения рассматриваемого режимного параметра (в данном случае, уровня напряжения на шинах подстанции) низкочастотных составляющих движения, т. е. колебаний

с частотами от 0,1 до 0,7 Гц. Кроме того, при выборе длительности расчета переходного процесса целесообразно учесть возможность возникновения плохо демпфируемых составляющих движения с частотами порядка 0,01 Гц. Учет таких составляющих движения с «инфранизкими» частотами требует увеличения длительности расчета переходного процесса до 100 с и более, что в свою очередь значительно увеличивает длительность работы оптимизационной процедуры. Целесообразным с практической точки зрения является подход к оптимизации параметров, основанный на выборе значения переменной ΔT порядка 50 с и последующей проверке энергосистемы на отсутствие плохо демпфируемых составляющих движения. В случае применения ПВК EUROSTAG такая проверка выполняется с помощью расчета собственных чисел системы. В табл. 2 представлены результаты расчета собственных чисел в нормальной схеме энергосистемы с учетом установки в рассматриваемый энергоузел статического тиристорного компенсатора с оптимизированными настройками. В таблице приведен ряд собственных чисел системы с наибольшими значениями действительных частей. Из таблицы видно, что наибольшее значение действительной части собственных чисел является отрицательной величиной ($\alpha = -0.46 \text{ c}^{-1}$), что свидетельствует о том, что все составляющие движения в энергосистеме являются демпфируемыми. Таким образом, полученная настройка системы регулирования СТК обеспечивает значительное повышение качества стабилизации напряжения на шинах рассматриваемой подстанции и не приводит к возникновению плохо демпфируемых (или недемпфируемых) составляющих движения (колебаний с малыми амплитудами, не наблюдаемых в получаемых осциллограммах).

Таблица 2

.№ п/п	Собственное число	α, c ⁻¹	ω, рад/с
1	-0,46+ <i>j</i> ·0,91	-0,46	0,91
2	-0,54+j·13,35	-0,54	13,35
3	-0,61+ <i>j</i> ·7,02	-0,61	7,02
4	-0,65+j·4,34	-0,65	4,34
5	-0,68+ <i>j</i> ·7,34	-0,68	7,34
6	$-0,70+j\cdot13,05$	-0,70	13,05
7	$-1,71+j\cdot 8,80$	-1,71	8,80

Значения собственных чисел системы с наибольшими действительными значениями декрементов затухания

На рис. 5 показаны осциллограммы изменения величины перетока активной мощности ВЛ 330 кВ ПС № 2 – ПС № 3 при возникновении тестового возмущения в энергосистеме и при различных вариантах обеспечения компенсации реактивной мощности в энергоузле. Из рисунка видно, что оптимизация значений настроечных параметров системы регулирования СТК не ухудшает качество демпфирования колебаний активной мощности в энергосистеме. При этом применение целевой функции (3), т. е. ввод в целевую функцию дополнительного критерия оптимизации

по отклонению активной мощности, не приводит к повышению качества демпфирования этих колебаний.

$$F(X,\Delta T) = \int_{0}^{\Delta T} [U(X,t) - U_{yct}]^2 dt + \alpha \cdot \int_{0}^{\Delta T} [P(X,t) - P(0)]^2 dt, \qquad (3)$$

где P(X, t) – величина перетока активной мощности по ВЛ 330 кВ ПС № 2 – ПС № 3, МВт;

P(0) – величина перетока активной мощности по ВЛ 330 кВ ПС № 2 – ПС № 3 в начальный момент времени (величина перетока в установившемся исходном электрическом режиме), МВт;

 α – весовой коэффициент, кB²/MBt².



ВЛ 330 кВ ПС № 2 – ПС № 3

Следует отметить, что в системе регулирования установленного в энергоузле ПС № 3 статического тиристорного компенсатора, а также в автоматических регуляторах возбуждения синхронных генераторов электростанций ЭС-1 и ЭС-2 имеются обратные связи (каналы регулирования) по напряжению (см. рис. 1). Некорректная настройка указанных систем регулирования может привести к возникновению нежелательного взаимодействия между этими системами и, таким образом, к снижению качества стабилизации уровней напряжения в энергосистемах. За счет применения методов многопараметрической оптимизации возможно выполнение координации настроек регуляторов напряжения СТК и настроек автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов (или настроек систем

регулирования другого электротехнического оборудования, в том числе устройств *FACTS*). Выполнение такой координации может обеспечить исключение нежелательного взаимодействия между указанными системами регулирования.

Выводы

1. Применение рассмотренной в настоящей статье методики выбора и оптимизации значений настроечных параметров систем регулирования статических тиристорных компенсаторов позволяет значительно повысить качество стабилизации уровней напряжения в энергосистемах (в первую очередь, в энергоузлах установки СТК).

 Выполненные в тестовой схеме энергосистемы расчеты свидетельствуют об ограниченных возможностях повышения качества демпфирования колебаний активной мощности в энергосистемах за счет выбора и оптимизации настроек СТК.

3. Рассмотренная методика выбора и оптимизации настроек систем регулирования СТК является в достаточной степени универсальной и может быть использована для многопараметрической оптимизации настроек автоматических регуляторов возбуждения, а также координации настроек автоматических регуляторов возбуждения и систем регулирования различных устройств *FACTS* (управляемых устройств продольной компенсации, управляемых шунтирующих реакторов, устройств СТАТКОМ и др.).

Список литературы

- 1. ПВК EUROSTAG, www.eurostag.be.
- 2. ПВК PSS®E, www.energy.siemens.com.
- 3. Рутковская Д., Пилиньский М., Рутковский Л. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы. М.: Горячая Линия Телеком, 2007.
- 4. *Holland J. H.* Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis With Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence / J. H. Holland. The MIT Press, Cambridge, 1992.
- Abdel-Magid Y. L., Abido M. A. Optimal multiobjective design of robust power system stabilizers using genetic algorithms // Power Systems, IEEE Transactions on. Vol. 18, Issue: 3. 2003.
- Abdel-Magid Y. L., Abido M. A., Al-Baiyat S., Mantawy A. H. Simultaneous stabilization of multimachine power systems via genetic algorithms // Power Systems, IEEE Transactions on. Volume: 14, Issue: 4. 1999.
- Tiwari P. K., Sood Y. R. Optimal location of FACTS devices in power system using Genetic Algorithm // Nature & Biologically Inspired Computing, 2009. NaBIC 2009. World Congress on. 2009.
- Selvabala B., Devaraj D. Co-ordinated tuning of AVR-PSS using differential evolution algorithm // IPEC Conference Proceedings. 2010.
- 9. Сорокин Д. В. Координация настроек автоматических регуляторов возбуждения генераторов на основе применения генетического алгоритма // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2009, № 1. С. 18–25.

- 10. Сорокин Д. В. Выбор мест установки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия в ОЭС Сибири на основе применения модального анализа // Сб. докладов международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – Самара, 2011, т. 1. С. 197–203.
- Статические компенсаторы реактивной мощности для электрических сетей / Под ред. В. И. Кочкина. – М.: Элекс-КМ, 2010.

Сорокин Дмитрий Владимирович, канд. техн. наук, научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sorokin_d@niipt.ru

Рындина Ирина Евгеньевна, канд. техн. наук, доцент, научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ryndina_i@niipt.ru

Sorokin D. V., Ryndina I. E.

Enhancing the efficiency of static var compensators in power systems based on its control system settings optimization

The results of SVC control system settings optimization in test power system model are considered. It is shown that SVC settings obtained based on multiparametric optimization (genetic algorithm) allow improving voltage stabilisation in power systems.

Key words: static var compensator, genetic algorithm, multiparametric optimization, control system, automatic voltage regulator.

УДК 621.314

А. В. Виштибеев, Е. А. Глущенко, А. В. Гузеев, Е. С. Жигалов

Особенности релейной защиты линий для активно-адаптивных сетей на примере устройства продольной компенсации

Применение устройства продольной компенсации на протяженных линиях требует особого подхода к построению релейной защиты. Наличие последовательно включенного конденсатора большой мощности приводит к усложнению схемно-режимных характеристик линии из-за резкого изменения продольного полного сопротивления в точке включения конденсатора, что влечет за собой изменение тока короткого замыкания, напряжения и измеряемого защитой реактанса, который может иметь как индуктивный, так и емкостной характер в зависимости от места КЗ.

Ключевые слова: релейная защита, байпасный выключатель, искровой промежуток, устройство продольной компенсации, дифференциальная защита, дифференциально-фазная защита, дистанционная защита, токовая направленная защита нулевой последовательности, инверсия тока, опрокидывание фазы тока, инверсия напряжения.

Введение

Одной из актуальных задач в электроэнергетике является эксплуатация существующих и строительство новых электросетевых объектов (активно-адаптивных элементов), позволяющих в режиме реального времени изменять параметры линий электропередачи и, как следствие, изменять пропускную способность линий, перераспределять потоки мощности по параллельным линиям (загружать незагруженные линии, разгружать линии, загрузка которых близка к предельно допустимой).

Широко применяемым в современной практике и перспективным для Российской энергетики элементом активно-адаптивных сетей является устройство продольной компенсации (УПК), которое применяется для повышения пропускной способности линии электропередачи и динамической устойчивости благодаря установке последовательного конденсатора.

В 2009–2010 гг. была выполнена работа «Определение предельных и допустимых режимов работы Саяно-Шушенской ГЭС на год выхода станции на полную мощность и на пятый год эксплуатации». В работе было доказано, что применение УПК на ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая (Кузбасская) позволяет увеличить МДП в сечении «Выдача мощности СШГЭС» на 600 МВт до величины 5000 МВт. Результаты работы согласованы с филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

В 2011 г. в рамках работы «Комплексная реконструкция ОРУ 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС. Определение предельных и допустимых режимов работы Саяно-Шушенской ГЭС на год ввода реконструируемого РУ, выхода станции на полную мощность, пятый и десятый год эксплуатации» были выполнены расчеты предельных и допустимых режимов, где подтвердились выводы, сделанные в предыдущей работе, и, кроме того, было принято решение установить устройства управляемой и неуправляемой компенсации совместно на ПС 500 кВ Шерегеш.

Это решение было принято на основании расчетов токов КЗ на шинах устройств управляемого УПК, ранее предлагаемого к установке в узле ПС 500 кВ Новокузнецкая (Кузбасская), в связи с тем, что по расчетным уровням токов КЗ невозможно подобрать коммутационную аппаратуру. При установке управляемого УПК в узле ПС 500 кВ Новокузнецкая (Кузбасская) расчетные величины составили 2349 и 2838 кА соответственно, а при размещении на ПС 500 кВ Шерегеш токи КЗ не превышают отключающую способность коммутационной аппаратуры и составляют 50,53 кА.

Установка УПК планируется на ПС 500 кВ Шерегеш в районе поселка Шерегеш на расстоянии 315 км от Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС) в составе НУПК и УУПК (неуправляемое и управляемое УПК) со степенью компенсации реактивного сопротивления линии 44 и 27 Ом соответственно (рис. 1). Диапазон регулирования сопротивления УУПК находится в пределах 11–27 Ом.



Рис. 1. План размещения УПК на ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая (Кузбасская):

L – длина ВЛ; X_{1C}/X_{0C} – емскостные сопротивления элементов сети прямой и нулевой последовательности, соттветсвенно; АС – марка провода

В настоящей статье рассматриваются особенности релейной защиты для продольно-компенсированных ВЛ на примере ВЛ 500 кВ СШГЭС – Новокузнецкая (Кузбасская) с УПК, установленными на ПС 500 кВ Шерегеш.

1. Особенности защиты линии с УПК

Применение УПК на протяженных линиях требует особого подхода к построению релейной защиты для устранения повреждений на продольно-компенсированных ВЛ [1, 2]. Наличие последовательно включенного конденсатора большой мощности приводит к усложнению схемно-режимных характеристик ВЛ из-за резкого изменения продольного полного сопротивления в точке включения конденсатора, что влечет за собой изменение тока КЗ, напряжения и измеряемого защитой реактанса, который может иметь как индуктивный, так и емкостной характер в зависимости от места КЗ.

Конденсаторные батареи защищают от перенапряжений (возникающих вследствие протекания сверхтоков) параллельным искровым промежутком - дуговым разрядником. При пробое шунтирующего разрядника батарея конденсаторов оказывается закороченной сначала разрядником, а затем байпасным выключателем (рис.2). При включении байпасного выключателя дуга в разряднике гаснет при первом переходе тока через ноль. Разрядник пробивается, когда ток достигает величины тока пробоя $I_{\rm np} = (2-3)I_{\rm Hom}$, где $I_{\rm Hom}$ – ток, соответствующий максимальному рабочему току линии. При этом происходит пробой искрового промежутка, дуга загорается и шунтирует батарею конденсаторов в течение первого полупериода тока КЗ (менее 10 мс). По истечении выдержки времени (около 200 мс) выключатель автоматически отключается и батареи конденсаторов снова включаются в работу. Также в цепь защиты УПК входит варистор на основе окиси металла для ограничения напряжения (рис. 2). Параметры варистора выбираются таким образом, чтобы шунтирование происходило только при внутренних КЗ при токах КЗ больше I_m. При внешних замыканиях варистор служит для ограничения напряжения. Батарея конденсаторов автоматически вводится в работу при исчезновении тока КЗ, вызывающего снижение напряжения ниже уровня защитного напряжения варистора.



Рис. 2. Цепь защиты батареи конденсаторов

Для защиты линий применяются следующие виды защит: дифференциальная защита, дифференциально-фазная защита, дистанционная защита, токовая направленная защита нулевой последовательности.

2. Дифференциальная защита (ДЗЛ)

Наиболее вероятной причиной отказа дифференциальной защиты на продольнокомпенсированной линии может быть инверсия тока на одной стороне линии, которая возникает вследствие изменения характера тока с индуктивного на емкостной. При протекании индуктивного тока КЗ на другой стороне линии суммарный ток в точке КЗ, а следовательно, и в дифференциальной защите может быть равен нулю, и сигнала на отключение от реле не последует. Поэтому для применения ДЗЛ необходимо точное определение отсутствия инверсии тока, при которой емкостной ток полностью компенсирует индуктивный т. е.

$$I_{K1} = -I_{K2} \,. \tag{1}$$

Исходя из рис. 3 и выражения (1) проанализируем, при каких условиях возможно нулевое значение тока короткого замыкания в дифференциальной защите при КЗ в зоне действия защиты (напряжение источников одинаково).



Рис. 3. Упрощенная схема замещения сети:

U_{C1}, U_{C2} – напряжения систем C1 и C2; X_{C1}, X_{C2} – индуктивные сопротивления систем; X_C – емкостное сопротивления НУПК+УУПК; X_{L1}, X_{L2} – индуктивные сопротивления ВЛ; I_{K3} – ток K3

$$\frac{U_{\rm C1}}{X_{\rm C1} + X_{\rm C} + X_{\rm L1}} = -\frac{U_{\rm C2}}{X_{\rm C2} + X_{\rm L2}};$$
(2)

$$X_{C1} + X_C + X_{L1} = -(X_{C2} + X_{L2});$$
(3)

$$X_C = -(X_{C1} + X_{L1} + X_{C2} + X_{L2}).$$
(4)

Как видно из выражения (4), емкостное сопротивление батареи (УПК) компенсирует не только индуктивное сопротивление линии, но и индуктивное сопротивление источников. Такой случай в энергосистеме невозможен, следовательно, КЗ в любой точке защищаемой линии будет отключаться ДЗЛ.

Для применения ДЗЛ на электропередаче 500 кВ СШГЭС – ПС 500 кВ Шерегеш – Кузбасская (Новокузнецкая) необходима организация оптоволоконного канала связи для обмена информацией между полукомплектами с сооружением нескольких пунктов регенерации оптического сигнала, поэтому в силу большой протяженности ВЛ 500 кВ СШГЭС – ПС 500 кВ Шерегеш и ВЛ ПС 500 кВ Шерегеш – Кузбасская (Новокузнецкая) использование ДЗЛ проблематично в связи со значительными капитальными затратами по сооружению пунктов регенерации и их обслуживания.

3. Дифференциально-фазная защита (ДФЗ)

Наиболее вероятной причиной несрабатывания дифференциально-фазной защиты на защищаемом участке является опрокидывание фазы тока по прямой и обратной последовательности. Подобное явление может произойти в том случае, если емкостное сопротивление УПК преобладает над индуктивным сопротивлением системы. В этом случае ток, протекающий через защиту, изменяет свой тип с активно-индуктивного на активно-емкостной и защита, построенная на сравнении фаз токов по концам защищаемой линии, воспринимает КЗ на своем участке как КЗ «за спиной». На электропередаче СШГЭС – ПС 500 кВ Шерегеш – ПС 500 кВ Кузбасская (Новокузнецкая) явления опрокидывания фазы тока не происходит по следующим причинам:

- при близких к УПК КЗ возрастание тока приводит к шунтированию емкостей УПК варисторами, искровыми промежутками и байпасными выключателями;
- при удалении точки КЗ от УПК влияние активного сопротивления шунтирующего варистора ослабевает, но увеличивается влияние индуктивного сопротивления ВЛ.

Таким образом, на электропередаче 500 кВ СШГЭС – ПС 500 кВ Шерегеш – Кузбасская (Новокузнецкая) ДФЗ может приниматься в качестве основной защиты линии, так как проблем, связанных с возможным несрабатыванием дифференциально-фазной защиты, не выявлено.

4. Дистанционная защита (ДЗ)

В том случае, если повреждения на линии вызывают большие токи КЗ $(I_{K3} > 3I_{HOM})$, при шунтировании конденсаторов искровым промежутком и байпасным выключателем дистанционная защита работает так же, как на линии без продольной компенсации.

Более сложные условия возникают, если при КЗ искровой промежуток не пробивается вследствие протекания малых токов КЗ. Реактанс линии до места КЗ X_L делится на две части: между точкой установки реле и конденсатором и между конденсатором и местом КЗ (рис. 4). Если до места КЗ (для защиты Р1) реактанс конденсатора $X_C < X_L$, напряжение в месте установки защиты опережает ток по фазе, а если $X_C > X_L$, то напряжение отстает от тока по фазе. Это явление называется инверсией напряжения и оказывает наибольшее влияние на работу направленных реле сопротивления. Кроме того, если полное сопротивление петли КЗ имеет емкостной характер, то ток КЗ является также емкостным. Такое явление называется инверсией тока. Инверсия тока возникает тогда, когда конденсаторы с большим сопротивлением (используемые для длинных линий с высокой степенью компенсации) установлены на одном из концов линии. Если эквивалентное сопротивление источников мало по сравнению с сопротивлением конденсаторов, то ток КЗ меняет свой тип с активно-индуктивного на активно-емкостной. В зависимости от степени защиты варистора и искровых промежутков конденсаторы не шунтируются мгновенно после возникновения КЗ, результатом чего может быть серьезная ошибка при определении защитой направления тока и места КЗ.

На рис. 4 показан характер изменения сопротивления Z_{P1} при удалении точки КЗ от места установки дистанционной защиты P1. При КЗ (точка К1) до УПК (ВЛ 500 кВ СШГЭС – ПП 500) сопротивление Z_{P1} увеличивается пропорционально расстоянию до точки КЗ. При переходе места КЗ из К1 в К2 величина Z_{P1} резко уменьшается (на величину компенсации). При дальнейшем удалении точки КЗ Z_P снова увеличивается, но закон пропорциональности между Z_P и длиной линии L нарушается.

Таким образом, КЗ (точка К2) на смежной линии (ВЛ 500 кВ ПС 500 кВ Шерегеш – Кузбасская (Новокузнецкая)) воспринимается защитой Р1 как КЗ в защищаемой зоне, в результате может неселективно сработать первая ступень защиты Р1 и отключить неповрежденную линию.

Помимо искажения величины Z_P сопротивление УПК может привести к изменению направления вектора замера сопротивления Z_P , что приведет к нарушению направленности действия (так как вектор замера может попасть в зону несрабатывания). Такие условия возникают тогда, когда емкостное сопротивление УПК преобладает над индуктивным сопротивлением ВЛ от места установки реле сопротивления до места включения УПК (например, если для Р4 при $X_{P4} < X_{YПK}$ в сопротивлении Z_{P4} при КЗ в точке К1 преобладает емкостная составляющая, то вторая ступень защиты Р4 откажет при резервировании смежного участка). В том случае, если «за спиной» защиты Р3 замер на реле сопротивления имеет емкостной характер, защита Р3 воспринимает повреждение на ВЛ 500 кВ СШГЭС – ПС 500 кВ Шерегеш как КЗ в защищаемой зоне и может сработать неселективно без выдержки времени.



Рис. 4. Влияние устройства продольной компенсации на работу дистанционной защиты: $X_{C1}-X_{C3}$ – индуктивные сопротивления систем; Р1–Р4 – места установки комплектов Р3; K1, K2 – точки короткого замыкания

Для обеспечения правильной работы дистанционной защиты на продольно компенсированных ВЛ применяется двухступенчатая направленная защита с введением устойчивого напряжения «памяти» и с передачей по каналу связи разрешающего сигнала, но определение направления тока через защиту с использованием напряжения «памяти» может решить проблему направленности только в том случае, если не возникает *инверсия тока* [3]. Зона действия первой ступени выбирается укороченной: $X_I = K_{\rm H}(X_L - X_C)$, где $K_{\rm H} = 0.85$ – коэффициент надежности. Первая ступень ни при каких обстоятельствах не должна охватывать шины противоположного конца ВЛ, а вторая ступень (расширенная), наоборот, всегда должна их охватывать, даже при закороченных конденсаторах. Следует отметить, что на линиях с продольной компенсацией быстродействующая ступень может быть эффективна только при очень близких КЗ, вследствие значительного уменьшения защищаемой зоны.

Таким образом, применение дистанционной защиты в качестве резервной защиты от междуфазных коротких замыканий возможно только в том случае, если исключена инверсия тока.

Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП)

На рис. 5 представлена часть схемы замещения нулевой последовательности при КЗ на землю на линии.



Рис. 5. Схема сети и ее схема замещения нулевой последовательности при КЗ на линии: C1, C2 – система C1 и C2; Z_{C1}, Z_{C2} – полные сопротивления систем нулевой последовательности; Z_C – полное сопротивление НУПК+УУПК; Z_{L1}, Z_{L2} – полные сопротивления линий нулевой последовательности; 3I₀ – ток однофазного КЗ; 3U₀ – напряжение нулевой последовательности; R_{0C1}, R_{0C2} и X_{0C1}, X_{0C2} – активные и индуктивные сопротивления систем нулевой последовательности; R_{0L1}, R_{0L2} и X_{0L1}, X_{0L2} – активные и индуктивные сопротивления ВЛ нулевой последовательности; R_{VIIK} и X_{VIIK} – суммарное активное и рективное сопротивления УУПК и НУПК нулевой последовательности; P1 – место установки комплекта P3

Поведение комплекта ТНЗНП, установленного со стороны УПК, зависит от соотношения сопротивлений X_{0C} и $X_{Y\Pi K}$, последнее в свою очередь зависит от величины тока протекающего через варистор.

В случае, если индуктивное сопротивление нулевой последовательности системы меньше емкостного сопротивления УПК $X_{0C1} < X_{YПК}$, наблюдается инверсия напряжения в месте установки защиты. В этом случае защита будет расценивать КЗ на защищаемом участке как КЗ «за спиной». Распределение напряжения нулевой последовательности по линии показано на рис. 6, на котором видна инверсия напряжения из-за наличия УПК. Таким образом, при КЗ в точках с малым шунтирующим влиянием варистора (из-за малой величины протекающего через него тока) происходит отказ ТНЗНП.

В случае, если $X_{0C1} > X_{Y\Pi K}$, инверсия напряжения в месте установки защиты не наблюдается, так как сказывается шунтирующее влияние варистора из-за увеличения тока (близкие точки КЗ, по отношению к концу линии, где установлено УПК).

В случае, если $X_{0C1} = X_{Y\Pi K}$, наблюдается особый случай работы реле направления мощности нулевой последовательности: реле находится на грани блокировки и срабатывания из-за приблизительного равенства по величине.

Следует рассмотреть возможность установки реле направления мощности обратной последовательности. Применять для защиты линии дистанционные органы от однофазных КЗ представляется нецелесообразным, так как возникнут трудности с выбором уставок (короткая первая зона).

Таким образом, применение ТНЗНП в качестве резервной защиты от междуфазных коротких замыканий возможно только в том случае, если исключена инверсия напряжения.





R_{0C1} и X_{0C1} – активное и индуктивное сопротивление C1; R_{0L1} и X_{0L1} – активное и индуктивное сопротивление ВЛ нулевой последовательности; R_{УПК} и X_{УПК} – суммарное активное и рективное сопротивления УУПК и НУПК нулевой последовательности; 3U₀ – напряжение нулевой последовательности

Выводы

1. Исходя из проведенного выше анализа на продольно-компенсированных электропередачах к установке могут быть применимы:

- в качестве основной защиты ДФЗ, ДЗЛ;
- в качестве резервной защиты дистанционная защита и ТНЗНП.
- 2. На продольно-компенсированной электропередаче 500 кВ СШГЭС Шере-

геш – Кузбасская (Новокузнецкая) рекомендуются к установке:

- в качестве основной защиты ДФЗ;
- в качестве резервной защиты комплект ступенчатых защит.

3. В силу большой протяженности ВЛ 500 кВ СШГЭС – Шерегеш и ВЛ Шерегеш – Кузбасская (Новокузнецкая) использование ДЗЛ в качестве основной защиты проблематично.

4. На ВЛ 500 кВ СШГЭС – Шерегеш – Кузбасская (Новокузнецкая) ДФЗ принимается в качестве основной защиты линии, так как проблем связанных с возможным несрабатыванием дифференциально-фазной защиты не выявлено.

5. Применение дистанционной защиты в качестве резервной защиты от междуфазных коротких замыканий возможно только в том случае, когда исключена инверсия тока.

6. Проведенный комплексный анализ показал, что инверсия напряжения может возникнуть и на прилегающих линиях без продольной компенсации. Это означает, что прилегающие части сети также должны быть включены в рассмотрение.

7. Применение ТНЗНП в качестве резервной защиты от междуфазных коротких замыканий возможно только в том случае, если исключена инверсия напряжения.

Список литературы

- Бухгольц Б. М., Хенн В., Кребс Р., Арруда Г., Дутра Р., Кампос М. Продольно компенсированные линии в большинстве энергосистем требуют особого подхода в испытаниях защит в режиме реального времени // Сб. докладов международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – Москва, 7–9 сентября, 2009.
- Алексеев В. Г., Коржецкая Т. А., Левиуш А. И., Пескин Д. М. Исследование влияния FACTS на работу релейной защиты // Сб. докладов научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – Чебоксары, 9–13 сентября, 2007.
- 3. *Циглер Г*. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение / Перевод с англ. Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Энергоиздат, 2005.

Виштибеев Алексей Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: niipt@nsk.so-ups.ru, vishtibeevav@nsk.so-ups.ru

Глущенко Евгений Анатольевич, ведущий специалист отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gluschenkoea@nsk.so-ups.ru

Гузеев Алексей Викторович, ведущий специалист отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: guzeevav@nsk.so-ups.ru

Жигалов Евгений Сергеевич, ведущий специалист отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: zhigaloves@nsk.so-ups.ru

Wishtibeev A. V., Gluschenko E. A., Guzeev A. V., Zhigalov E. S.

Features of lines relay protection for active-adaptive networks on the example of the system of series capacitance

Uses of the system of series capacitance on long lines a special approach to construct of relay protection are demands. Occurrence of consistently switched capacitor of large capacity leads to complication of scheme-regime characteristics of the line owing to sharp change of full longitudinal resistance in a point of the capacitor switch. It in turn leads to change of short circuit current which can have as inductive and capacitor character depending on the point short circuit.

Key words: relay protection, the bypass switch, protective gap, system of series capacitance, differential protection, differential phase protection, distance protection, current directional protection of zero sequence, current inversion, current phase reversal, voltage inversion.

УДК 621.314

Ю. В. Капитула

Разработка алгоритма защиты неоднородной линии постоянного тока, основанного на волновом методе

Исследован характер изменения напряжения в начале кабельно-воздушной (неоднородной) линии постоянного тока при возникновении коротких замыканий на кабельном и на воздушном участках. Предложены основные принципы построения алгоритма защиты такой линии.

Ключевые слова: волновой метод, кабельно-воздушная линия постоянного тока, линейная защита.

Введение

Для обеспечения высокой надежности работы передачи постоянного тока требуется, чтобы каждый элемент схемы был защищен, по крайней мере, двумя защитами, имеющими различные принципы действия. В качестве одной из защит кабельновоздушной линии передачи ЛАЭС – ПС Выборгская предлагается использовать защиту, построенную на дифференциальном принципе: сравниваются токи по концам кабельного участка (длиной 41 км) и по концам воздушного участка (длиной 67 км) линии. Надежность работы этой защиты в значительной степени зависит от надежности функционирования датчиков тока, расположенных по концам защищаемых участков, и оптоволоконного канала передачи данных. Выход из строя хотя бы одного устройства приводит к нерабочему состоянию дифференциальной защиты.

Возникновение пробоя на участке кабельной линии либо перекрытия на воздушном участке вызывает появление в линии постоянного тока волновых процессов, на анализе которых может быть построен алгоритм второй защиты линии постоянного тока. Так называемый волновой метод, применительно к рассматриваемой задаче, заключается в анализе изменения выпрямленного напряжения в начале линии постоянного тока при приходе волны напряжения от места КЗ. Преимуществом данного алгоритма является обработка сигналов, не требующих передачи посредством оптического канала.

Волновой метод нашел достаточно широкое применение в защитах однородных линий электропередач постоянного тока за рубежом. Так на передачах, построенных компанией ABB, алгоритм защиты линии при возникновении на ней коротких замыканий основан на анализе фронта напряжения начала линии. Суть этого алгоритма заключается в следующем: каждое значение напряжения U[n], полученное с датчика, анализируется в трех временных контрольных точках, отстоящих от U[n] через промежутки времени 0,2, 0,5 и 0,7 мс, т. е. производится оценка скорости изменения напряжения.

Для передачи постоянного тока Экибастуз–Центр была разработана защита линии, алгоритм которой был построен на анализе скорости снижения напряжения линии, оценке знака волны напряжения контура «провод–земля» и знака волны напряжения контура «провод–земля» и знака волны напряжения контура «провод–лемля» и знака волны напряжения контура «провод–лемля» и знака волны напряжения контура «провод–провод», сравнении скорости спада напряжения

в начале линии и скорости нарастания выпрямленного тока линии при повреждениях на самой линии и при повреждениях на преобразовательных подстанциях.

Особое внимание стоит уделить появлению статей зарубежных авторов, посвященных разработкам защит линий постоянного тока, в основе которых лежит анализ выпрямленного напряжения линии с последующими математическими преобразованиями: вейвлет-преобразованием, преобразованием Гилберта–Хуанга и т. д [1–4].

Такое преобразование нестационарных сигналов (таковым является изменение напряжения в начале линии при возникновении на ней коротких замыканий) способно дать четкую привязку спектра различных особенностей сигнала (сигнал в данном случае – напряжение начала линии, а особенность сигнала – частота его изменения) ко времени. Таким образом, можно получить частотно-временной спектр сигнала (или спектр мгновенных частот), обработка которого может выявить факт и момент возникновения КЗ. Но, несмотря на очевидные преимущества данного преобразования в достижении поставленной задачи, в нем есть и свои недостатки. Прежде всего, они связаны со сложностью математических вычислений, занимающих некоторое время, и зависимостью результата от класса датчиков. Защита же должна как можно быстрее выявить факт возникновения повреждения на линии.

Основная задача исследований состоит в разработке алгоритма защиты, определяющей участок повреждения: короткие замыкания на воздушной линии должны ликвидироваться отключением полуцепи с автоматическим повторным включением (АПВ), а на кабельной линии – отключением полуцепи без АПВ. При этом защита не должна формировать выходные сигналы (работать «ложно») при авариях на стороне постоянного тока преобразователей выпрямителя и инвертора и в примыкающих системах переменного тока.

1. Исследование процессов при коротком замыкании на кабельном участке линии постоянного тока

Для начала рассмотрим процессы изменения выпрямленного напряжения в начале линии постоянного тока, которые вызывает волна напряжения, «бегущая» от места КЗ $\ell_{K3 \kappa}$, расположенного в середине кабельного участка линии (рис. 1). Пусть линия заряжена до 300 кВ. В момент возникновения КЗ, что равносильно скачку напряжения $\Delta U = -300$ кВ, в этой точке возникает возмущение. Нас будут интересовать волны напряжения, распространяющиеся между точкой КЗ и началом линии постоянного тока. Эта волна, распространяясь вдоль линии, достигает ее начала, где установлен датчик напряжения, в момент t_1 (ось 1 на рис. 2, а). Из-за наличия сглаживающего реактора L_p начало линии для этой падающей волны представляет собой разомкнутый конец [5]. В данный момент времени справедливы все рассуждения, касающиеся процесса отражения падающей волны от конца холостой линии: волна удваивает свое значение до $2\Delta U = -600$ кВ. Далее удвоенное значение волны 2 ДИ, достигает места КЗ, где справедливы рассуждения, касающиеся процесса изменения волны при отражении от короткозамкнутого конца линии: отраженная волна напряжения равна падающей волне с обратным знаком. Теперь уже в момент времени t₂ к началу линии приходит волна, равная по модулю отраженной волне в момент t_1 , но с обратным знаком. Здесь волна претерпевает следующие изменения: она уменьшается по модулю на величину значения волны, которое

сохраняется с момента t_1 , так как КЗ не отключено, и отражается от начала линии, как от холостого конца, удваивая свое значение и т. д. Изменения волны напряжения $U_{\rm B}$ (ось 2 рис. 2, а) в моменты t_1, t_2, \ldots в начале линии отражены в выражении (1):

$$U_{\rm B}(t) = 2 \cdot \Delta U \cdot [\delta_0(t-\tau) - \delta_0(t-3\tau) + \delta_0(t-5\tau) - \dots], \tag{1}$$

где ΔU – скачок напряжения в месте КЗ;

 $\tau = t_1 = \frac{l_{K3 \kappa}}{V_{K \pi}}$ – промежуток времени распространения волны от места КЗ до нача-

ла линии,

ℓ_{К3 к} – расстояние до места КЗ от начала линии,

 $V_{\rm KЛ}$ – скорость распространения волны в кабельной линии,

 $\delta_0(t - n\tau)$, где $n = 1, 3, 5... - обобщенная единичная функция, принимающая значение 0 при <math>t < \tau$ и значение 1 при $t > \tau$.



Рис. 1. Схематичное изображение местоположения точек перекрытий на кабельном и воздушном участках линии постоянного тока

Эта волна $U_{\rm B}$ и вызывает в соответствующие моменты времени изменения напряжения в начале линии U_d (ось 3 рис. 2). На рис. 2, б представлена расчетная осциллограмма выпрямленного напряжения начала линии при КЗ в середине кабельного участка, полученная при математическом моделировании передачи постоянного тока с кабельно-воздушной линией.

2. Исследование процессов при коротком замыкании на воздушном участке линии постоянного тока

Аналогичным образом можно рассмотреть процесс изменения напряжения в начале линии при приходе возмущения от точки КЗ, расположенной в середине воздушной линии. Особенностью рассмотрения этого случая является наличие места соединения кабельного участка с воздушным. Волна напряжения $U_{\rm B}$, «бегущая» от места КЗ по участку воздушной линии с волновым сопротивлением $Z_{\rm BЛ}$, при достижении места сопряжения с кабельным участком, имеющим волновое сопротивление $Z_{\rm KЛ}$, причем $Z_{\rm BЛ} > Z_{\rm KЛ}$, претерпевает изменения: часть этой волны преломляется, а другая ее часть отражается в соответствии с известными выражениями для коэффициентов преломления и отражения волн [5].



а) Падающие и отраженные волны напряжения (ось 1), процесс изменения волны напряжения U_в в начале линии (ось 2) и напряжение начала линии (ось 3) при КЗ в середине кабельного участка линии постоянного тока; б) Процесс изменения выпрямленного напряжения U_d в начале линии при КЗ в середине кабельного участка, полученный на математической модели

На оси 1 рис. 3, а показаны падающие, преломленные и отраженные волны, возникающие в воздушной линии при КЗ на расстоянии $\ell_{K3 B}$ от начала линии. Показанный на рисунке процесс преломления и отражения волн в представленных ниже временных соотношениях соответствует только принятым длинам кабельного и воздушного участков 40 и 60 км соответственно и расположению места КЗ строго в середине рассматриваемого участка. Согласно погонным параметрам кабельного и воздушного участков скорость распространения волны в кабельном участке составляет 1.10⁸ м/с, в воздушном – 3.108 м/с.



Рис. 3:

а) Падающие и отраженные волны напряжения (ось 1), процесс изменения волны напряжения U_в
 в начале линии (ось 2) и напряжение начала линии (ось 3) при КЗ в середине воздушного участка линии постоянного тока; б) Процесс изменения выпрямленного напряжения U_d в начале линии при КЗ в середине воздушного участка, полученный на математической модели

Из рис. 3, а можно видеть, что волна ΔU за время пробега от места КЗ $\tau = \frac{l_{\text{K3 B}} - l_{\text{сопр}}}{V_{\text{р.п.}}}$, где $V_{\text{B.I.}}$ – скорость распространения волны в воздушной линии, до-

стигает места сопряжения двух участков с разными волновыми сопротивлениями. Часть этой волны преломляется с тем же знаком $k'_{\rm np}\Delta U$, что и падающая волна ΔU ,

где $k'_{\rm np} = \frac{2Z_{\rm KЛ}}{Z_{\rm KЛ} + Z_{\rm BЛ}} > 0$ – коэффициент преломления волны при переходе из воз-

душного участка в кабельный, а другая часть отражается со знаком, противоположным $\Delta U: k'_{orp} \Delta U$, где $k'_{orp} = \frac{Z_{K\Pi} - Z_{B\Pi}}{Z_{K\Pi} + Z_{B\Pi}} < 0$ – коэффициент отражения волны при

переходе из воздушного участка в кабельный. В результате преломленная волна $k'_{np}\Delta U$ достигает начала линии, где расположен датчик напряжения, с учетом скорости ее распространения по КЛ, в момент $t = t_1 = 5\tau$. Здесь начало линии с большим индуктивным сопротивлением, как и в предыдущем случае анализа процессов при КЗ на кабельном участке, является для преломленной волны разомкнутым концом линии, следовательно, волна претерпевает изменения: она удваивается $2k'_{np}\Delta U$ и снова отражается к месту КЗ. В начало линии спустя промежуток времени $\Delta t = 2\tau$ от момента прихода преломленной волны $k'_{np}\Delta U$, т. е. в момент $t = t_1 + 2\tau = 7\tau$, приходит волна, отраженная от места КЗ со знаком, обратным волне $k'_{orp}\Delta U$, и преломленная в месте сопряжения: (-1) $k'_{np}k'_{orp}\Delta U$.

Рассуждая таким образом, можно показать, что в момент времени $t = t_1 + 4\tau = 9\tau$ в начало линии приходит волна $k'_{np}(k'_{orp})^2 \Delta U$ с тем же знаком, как и две предыдущие волны, и т. д. Как можно видеть из рис. 3, а, ось 1, в момент $t = 13\tau$ в начало линии помимо волны, показанной пунктиром, приходит волна, показанная тонкой сплошной линией, отраженная от места сопряжения при переходе волны $2k'_{np}\Delta U$

из кабельной линии в воздушный: $2k'_{\rm trp}k''_{\rm orp}\Delta U$, где $k''_{\rm orp} = \frac{Z_{\rm BJ} - Z_{\rm KJ}}{Z_{\rm KJ} + Z_{\rm BJ}} > 0$ – коэффици-

ент отражения волны при переходе из кабельного участка в воздушный. На оси 2 рис. 3, а показан процесс изменения значений волны напряжения в начале линии. Для волны напряжения в промежутке t_1-t_2 можно написать:

$$U_{{}_{\mathrm{B}\,t_1-t_2}}(t) = 2[\Delta U_1 \delta_0(t-5\tau) + \Delta U_2 \cdot \delta_0(t-7\tau) + \Delta U_3 \delta_0(t-9\tau) + \Delta U_4 \delta_0(t-11\tau) + (\Delta U_5 + 2k'_{\mathrm{rrp}}k''_{\mathrm{orp}}U)\delta_0(t-13\tau)],$$
(2)

где $\Delta U_n = (-1)^{n+1} k'_{np} (k'_{orp})^{n-1} \Delta U$, n = 1, 2, 3, 4, 5 – скачки напряжения в промежутке $t_1 - t_2$ от прихода волн в соответствующие промежутки времени.

В момент t_2 в начале линии возникает скачок напряжения, вызванный приходом волны $(-1)2(k'_{np})^2 k''_{np} \Delta U$, где $k''_{np} = \frac{2Z_{B\pi}}{Z_{K\pi} + Z_{B\pi}}$ – коэффициент преломления волны при переходе из кабельного участка в воздушный. Выражение для волны напряже-

при переходе из кабельного участка в воздушный. Выражение для волны напряжения в начале линии в промежутке t_2 - t_3 примет вид:

$$U_{\text{B} t_2 - t_3}(t) = 2[\Delta U_1 \delta_0(t - 15\tau) + \Delta U_2 \delta_0(t - 17\tau) + \Delta U_3 \delta_0(t - 19\tau) + \Delta U_4 \delta_0(t - 21\tau) + (\Delta U_5 + (-1)2^2 (k_{\text{np}}')^2 k_{\text{np}}'' k_{\text{orp}}'' \Delta U) \delta_0(t - 23\tau)],$$
(3)

где $\Delta U_n = 2^2 (-1)^{n+2} (k'_{np})^2 (k'_{orp})^{n-1} k''_{np} \Delta U$ n = 1, 2, 3, 4, 5 – скачки напряжения в промежутке $t_2 - t_3$ от прихода волн в соответствующие промежутки времени, $(-1)2^2 (k'_{np})^2 k''_{np} k''_{orp} \Delta U$ – это скачок напряжения при приходе отраженной от места сопряжения волны в момент $t = 23\tau$ (показана тонкой сплошной линией). В следующие промежутки времени процессы отражения/преломления волн происходят аналогично рассмотренным выше.

На оси 3 рис. 3, а показаны изменения напряжения в начале линии U_d , вызванные возмущениями от места КЗ в середине воздушного участка линии, согласно представленным рассуждениям, а на рис. 3, б представлена осциллограмма напряжения в начале линии при таком же повреждении, полученная в результате математического моделирования.

3. Основные положения разработки алгоритма защиты для определения участка повреждения при коротких замыканиях на воздушно-кабельной линии постоянного тока

Теоретические предположения, выведенные для линии без потерь, достаточно точно совпадают с результатами расчетов, полученными на математической модели передачи, в которой кабельный участок представлен 40 ячейками, а воздушный – 60. Так, расчет по формуле (2) изменения значений волны в промежутке t_1 - t_2 дает скачки напряжения при Z_{KI} = 47 Ом и Z_{BI} = 333 Ом:

 $U_{\rm B}(t) = -148 \left| t = 5\tau - 112 \right| t = 7\tau - 84 \left| t = 9\tau - 64 \right| t = 11\tau - (48 + 111) \left| t = 13\tau.$

Значения, которые принимает кривая изменений волны напряжения в начале линии в соответствующие моменты времени, будут составлять:

$$U_{B}(t_{1}) = -148 |_{t=t_{1}} = -148 \text{ kB};$$

$$U_{B}(t_{2}) = -148 |_{t=t_{1}} - 112 |_{t=7\tau} = -260 \text{ kB};$$

$$U_{B}(t_{3}) = -148 |_{t=t_{1}} - 112 |_{t=7\tau} - 84 |_{t=9\tau} = -344 \text{ kB};$$

$$U_{B}(t_{4}) = -148 |_{t=t_{1}} - 112 |_{t=7\tau} - 84 |_{t=9\tau} - 64 |_{t=11\tau} = -408 \text{ kB};$$

$$U_{B}(t_{5}) = -148 |_{t=t_{1}} - 112 |_{t=7\tau} - 84 |_{t=9\tau} - 64 |_{t=11\tau} = -408 \text{ kB};$$

$$U_{B}(t_{5}) = -148 |_{t=t_{1}} - 112 |_{t=7\tau} - 84 |_{t=9\tau} - 64 |_{t=11\tau} = -408 \text{ kB};$$

Алгоритм защиты кабельно-воздушной линии постоянного тока может быть построен, исходя из физических особенностей протекания явлений при возникновении коротких замыканий на разных участках. Анализ изменений напряжения в начале линии постоянного тока при коротких замыканиях на кабельном и воздушном участках показывает, что при повреждениях на кабельной линии скорость изменения напряжения значительно выше, чем при повреждениях на воздушной. Более низкая скорость изменения напряжения при повреждении на воздушном участке вызвана последовательными отрицательными скачками напряжения от прихода преломленных волн в начало линии в результате многократного отражения исходной волны со значением ΔU на участке воздушной линии, ограниченном местом сопряжения и точкой КЗ (промежуток t_1-t_2 рис. 3, б). В промежутке t_2-t_3 в начало линии приходят преломленные волны, которые вызывают последовательные положительные скачки напряжения в соответствующие моменты времени. Основная часть алгоритма заключается в определении скорости снижения напряжения и сравнении ее с уставкой. Расчеты на цифровой модели показали, что при повреждении на кабельной линии время снижения напряжения с 300 кВ до 0 может происходить в пределах от 50 до 200 мкс, а на воздушной линии – от 200 до 1000 мкс. Уставка по скорости изменения напряжения $\Delta U/\Delta t$ в общем случае при КЗ в любой точке участков может быть задана из условия отстройки от зоны нечувствительности защиты по данному алгоритму вблизи точки сопряжения кабеля и воздушной линии. Зона нечувствительности обусловлена идентичностью протекания переходных процессов и, соответственно, совпадением кривых напряжения при приближении КЗ к месту сопряжения, как со стороны воздушного участка, так и кабельного.

Дополнительным фактором достоверности определения участка, на котором возникло КЗ, может стать оценка частоты сигнала напряжения. При этом четко прослеживаются моменты перехода напряжения линии через 0, фиксация которых и позволит определить частоту. Исследования на математической модели показали, что при повреждении на кабельной линии частота может меняться в пределах от 625 Гц до 10 кГц, а на воздушной линии – от 200 до 600 Гц.

За уставку для определения поврежденного участка и последующего формирования сигнала защиты можно принять минимальную частоту изменения напряжения при КЗ в конце кабельного участка:

$$f_{\min} = \frac{1}{4} \frac{V_{\mathrm{K}\mathrm{J}}}{l_{\mathrm{K}\mathrm{J}}},$$

где $\ell_{\rm KJ}$ – длина кабельного участка.

Уставка по частоте так же должна быть задана с отстройкой от зоны нечувствительности.

Выводы

Использование волнового метода позволило показать, что возникновение коротких замыканий на кабельном и воздушном участках неоднородной линии постоянного тока приводит к различию протекания переходных процессов по скорости и по частоте изменения напряжения начала линии. Это различие может быть использовано для разработки основных принципов алгоритма защиты кабельно-воздушной линии постоянного тока, которые заключаются в анализе напряжения линии по скорости изменения его значения и частоты изменения.

Список литературы

- 1. *Liang J., Elangovan S., Devotta J. B. X.* Application of wavelet transform in travelling wave protection//Electrical Power and Energy Systems, 2000.
- 2. Shang L., Herold G., Jaeger J., Krebs R., Kumar A. High-Speed Fault Identification and Protection for HVDC Line Using Wavelet Technique//Porto Power Tech 2001, Porto (Portugal), 2001.

- 3. Xiaolei Liu, Osman A. H., Malik O. P. Hybrid Travelling Wave/Boundary Protection for Monopolar HVDC Line / in IEEE TRANSACTION ON POWER DELIVERY, vol. 24, № 2, 2009.
- 4. Yong Chang, Quian Chen, Jinke Wu, Ping Zhang, Yusheng Wang. The Theory and Field Test of HVDC Travelling Wave Protection Based on Hilbert-Huang Transform / in 2011 HVDC Users Conference, China, 2011.
- 5. *Калантаров П. Л., Нейман Л. Р.* Теоретические основы электротехники, ч. II. Л.: Госэнергоиздат, 1948.

Капитула Юлия Владимировна, научный сотрудник отдела постоянного тока Научнотехнического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: kapitula_y@niipt.ru

Kapitula Y. V.

Development of non-uniform HVDC line protection algorithm using the wave method

In this article sending end voltage changing of cable-air line is investigated in event of fault on cable section and air section of line. Line protection algorithm development basic principles are offered.

Key words: wave method, cable-air line HVDC, line protection.

УДК 621.314

Ю. В. Капитула

Разработка и исследование алгоритма дифференциальной защиты кабельно-воздушной линии постоянного тока

Представлен алгоритм дифференциальной защиты кабельно-воздушной линии постоянного тока. Показана отстройка защиты кабельного участка от ложных срабатываний при авариях на выпрямительной подстанции и на воздушном участке и отстройка защиты воздушного участка при пробое изоляции на кабельной линии.

Ключевые слова: дифференциальная защита, кабельно-воздушная линия, компенсационный ток.

Введение

Проектируемая электропередача постоянного тока ЛАЭС – ПС Выборгская обладает рядом особенностей. Одной из них является неоднородность линии, представляющая собой последовательно соединенные кабельный и воздушный участки, что накладывает особые требования для разработки линейных защит. Эти защиты должны не только отличать повреждения, возникающие на полюсах преобразовательных подстанций (до сглаживающих реакторов), от повреждений на линии, но и определять соответствующий участок, на котором произошло КЗ. Последнее требование необходимо для формирования защитой сигнала отключения с автоматическим повторным включением (АПВ) при КЗ₁ на воздушном участке и сигнала отключения без АПВ при пробоях изоляции на кабельной линии.

1. Разработка алгоритма дифференциально защиты

Основная идея алгоритма, представленного в статье, была позаимствована у разработчиков фирмы «Тошиба» (Toshiba) [1], суть которой сводится к введению компенсационного тока, равного по модулю разрядному току емкости кабельной линии и направленного ему противоположно, для обеспечения селективности защиты при КЗ на кабельной линии.

На рис. 1 представлена схема моделируемой полуцепи передачи для исследования работы защиты. Между преобразователем В, работающим в выпрямительном режиме, и преобразователем И, работающим в инверторном режиме, включены участки кабельной и воздушной линии полуцепи. Рассматривается линия с кабельным участком длиной 40 км и с воздушным участком длиной 60 км.

Защита линии основана на дифференциальном принципе сравнения токов, получаемых от датчиков, расположенных по концам защищаемых участков: для защиты кабельного участка входными сигналами являются токи от датчиков TT₁ и TT₂, для защиты воздушного участка – TT₂ и TT₃ (рис. 1).

При КЗ на полюсе преобразователя выпрямителя (КЗ₁) происходит разряд емкости кабеля, и емкостной ток I_C направлен навстречу протекающему току через датчик TT₁. Ток I_{TT_1} через датчик TT уменьшается, вызывая тем самым увеличение небаланса токов датчиков TT₁ и TT₂. Если величина тока небаланса в этом случае превзойдет значение уставки защиты, то последняя сформирует выходной сигнал на отключение передачи. Защита линии при таком K3₁ должна быть отстроена от срабатывания. Для исключения такого срабатывания в алгоритм защиты по величине тока небаланса закладывается ток $I_{комп.КЛ}$, компенсирующий разрядный ток емкости кабеля I_C и равный последнему. Ток небаланса кабельного участка вычисляется следующим образом:

$$I_{\text{he6.KJI}} = I_{\text{TT}_1} - I_{\text{TT}_2} + I_{\text{комп.КJI}}, \qquad (1)$$

где $|I_{\text{комп.КЛ}}| = |I_C| = C_{\text{КЛ}} \frac{d}{dt} U_C$, $C_{\text{КЛ}}$ – сосредоточенная емкость кабельного участка,

U_c – напряжение в начале линии постоянного тока.



Рис. 1. Полуцепь передачи с кабельным и воздушным участками линии

При возникновении КЗ на полюсе преобразователя инвертора (КЗ₂ на рис. 1) увеличение тока I_{TT_3} за счет сонаправленного ему тока разряда емкости ВЛ приводит к увеличению тока небаланса между токами TT_2 и TT_3 . В этом случае аналогичным образом введенный ток компенсации $I_{\text{комп.ВЛ}}$ позволяет отстроиться от излишних срабатываний защиты линии:

$$I_{\rm He6,BJI} = I_{\rm TT_2} - I_{\rm TT_3} + I_{\rm KOMII,BJI},$$
(2)

где $|I_{\text{комп.ВЛ}}| = |I_{C}| = C_{\text{ВЛ}} \frac{d}{dt} U_{C}$, $C_{\text{ВЛ}}$ – сосредоточенная емкость воздушного участка.

Представленная на рис. 2 структурная схема защиты линии постоянного тока поясняет алгоритм, заложенный в разрабатываемую защиту. Сигналы токов от датчиков токов TT_1 и TT_2 , TT_2 и TT_3 суммируются соответствующим образом. После учета сигналов токов компенсации $I_{\text{комп.КЛ}}$ ($I_{\text{комп.ВЛ}}$), рассчитанных на основе сигнала от датчика напряжения Д, полученные небалансы токов $I_{\text{неб.КЛ}}$ ($I_{\text{неб.ВЛ}}$) фильтруются. О необходимости введения фильтра Φ будет сказано ниже. После фильтра Φ вычисляется абсолютное значение сигнала тока небаланса $I_{\text{неб.КЛ}} \phi$ или $I_{\text{неб.ВЛ}} \phi$, которое сравнивается с уставкой $I_{\text{уст}}$. При превышении небаланса токов уставки происходит формирование сигналов на отключение кабельной (*OTKL KL*) либо воздушной (*OTKL VL*) линий.



Рис. 2. Структурная схема алгоритма дифференциальной защиты линии постоянного тока

Исследование работы алгоритма при аварии на выпрямительной подстанции без учета и с учетом компесационного тока

Оценить ток небаланса без учета тока компенсации $I_{\text{комп.КЛ}}$, используемый в алгоритме защиты кабельного участка линии, можно с помощью рис. 3, полученного в результате цифрового моделирования короткого замыкания на выпрямительной подстанции при номинальном выпрямленном токе $I_d = 1600$ А в момент времени t = 6 с. Из рис. 3 можно видеть снижение токов I_{TT_1} и I_{TT_2} через датчики TT_1 и TT_2 , расположенные по концам кабельного участка, отфильтрованное значение тока небаланса $I_{\text{неб.КЛ}\phi}$, достигающее значения 580 А. Это означает, что при КЗ на полюсе преобразователя выпрямителя (K3₁) и при значениях уставки ниже 580 А защита будет формировать выходной сигнал на отключение *OTKL KL*.



Рис. 3. Токи через датчики TT_1 , TT_2 , ток небаланса $I_{\text{неб.КЛ}}$ и его значение после фильтрации $I_{\text{неб.КЛ}} \phi$ без учета тока компенсации при КЗ на выпрямительной подстанции

На рис. 4 показаны те же кривые, что и в предыдущем случае, но уже с учетом тока компенсации $I_{\text{комп.Кл}}$. Учет тока компенсации в этом случае приводит к нулевому значению тока небаланса $I_{\text{неб.Кл}\phi}$. Защита линии при КЗ в зоне выпрямительной подстанции не сработает.





3. О необходимости введения фильтрации тока небаланса дифференциальной защиты

Как можно видеть из формул (1) и (2), при любой аварии (на подстанциях или на линии постоянного тока) разность токов через соответствующие датчики всегда суммируется с током компенсации, равным по величине току разряда соответствующей сосредоточенной емкости. На рис. 5 представлены те же кривые, что и на предыдущих рисунках, но при моделировании короткого замыкания в середине кабельного участка линии (момент K3 t = 6 с). Из рисунка можно видеть, что при переходном процессе ток компенсации $I_{\text{комп.КЛ}}$ меняется с большой частотой (при данных параметрах ячейки кабельного участка моделируемой передачи частота достигает 2 кГц), что оказывает существенное влияние на ток небаланса $I_{\text{неб.КЛ}}$. Назначение фильтрации сигнала $I_{\text{неб.КЛ}}$ обусловлено необходимостью формирования апериодического сигнала тока небаланса защиты для последующего его сравнения с уставкой. В модели выбран фильтр Ф, представляющий собой апе-

риодическое звено второго порядка с передаточной функцией $W(p) = \frac{1}{(T \cdot p + 1)^2}$,

где $p \equiv d/dt$ – символ дифференцирования по времени; T – постоянная времени, равная 0,005 с.

Как можно видеть из рис. 5, такая фильтрация способствует удовлетворительной отстройке тока небаланса защиты от высокочастотной составляющей при повреждении и позволяет при соответствующим образом выбранной уставке срабатывания защиты практически мгновенно зафиксировать факт возникновения КЗ.



Рис. 5. Токи через датчики TT₁, TT₂ и отфильтрованный сигнал тока небаланса *I*_{неб.КЛ ф} при КЗ на кабельном участке линии

4. Анализ отстройки защиты от срабатываний при возникновении повреждений на кабельном или воздушном участках

Выше было отмечено, что одним из требований, предъявляемых к защите, является определение соответствующего участка, на котором произошло КЗ. На рис. 6 показаны осциллограммы токов от датчиков TT_1 , TT_2 , ток небаланса $I_{\text{неб.КЛ}\phi}$ и ток небаланса $I_{\text{неб.КЛ}\phi}$ при моделировании короткого замыкания на участке кабельной линии. Из рисунка можно видеть, что при повреждении на кабеле ток небаланса $I_{\text{неб.КЛ}\phi}$ возрастает, при этом не происходит увеличения тока небаланса $I_{\text{неб.ВЛ}\phi}$.



Рис. 6. Токи через датчики TT1, TT2, ток небаланса $I_{\text{неб.КЛ}}_{\phi}$ и ток небаланса $I_{\text{неб.ВЛ}}_{\phi}$ при КЗ на кабельном участке линии

На рис. 7 показаны осциллограммы, что и на рис. 6, но при моделировании короткого замыкания на участке воздушной линии. Можно видеть, что при аварии на воздушном участке ток небаланса $I_{\text{неб.ВЛ}\phi}$ увеличивается, и нет нарастания тока небаланса $I_{\text{неб.КЛ}\phi}$, т. е. разработанный алгоритм защиты неоднородной линии постоянного тока, содержащей кабельный и воздушный участки, соответствует предъявленным к нему требованиям избирательности.



Рис. 7. Кривые токов через датчики TT_2 , TT_3 , ток небаланса $I_{\text{неб.КЛ}}_{\phi}$ и ток небаланса $I_{\text{неб.ВЛ}}_{\phi}$ при КЗ на воздушном участке линии

Выводы

Исследование функционирования разработанного алгоритма дифференциальной защиты кабельно-воздушной линии постоянного тока показало, что введение компенсационного тока позволяет получить отстройку от излишних срабатываний защиты, обеспечивая тем самым требование ее селективности и повышение надежности работы электропередачи в целом.

Список литературы

1. http://www.tic.toshiba.com.au/product_brochures_and_reference_lists/hvdc.pdf.

Капитула Юлия Владимировна, научный сотрудник отдела постоянного тока Научнотехнического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kapitula_y@niipt.ru

Kapitula Y. V.

The development and research of cable-air line HVDC differential protection algorithm.

The cable-air line HVDC differential protection algorithm is developed. It is shown that the cable section protection offset in case of fault at the rectifier substation and at the air section and the air section protection offset at the cable line isolation breakdown.

Key words: differential protection, cable-air line, compensation current.

УДК 621.314

А. С. Бондаренко, Н. В. Леонов, А. В. Репин, Р. С. Селиванов, А. Ю. Шершнев

Методика испытаний высоковольтных преобразователей

Рассмотрена методика высоковольтных, импульсных и токовых испытаний управляемого выпрямителя для плавки гололеда (ВУПГ) на проводах и тросах ВЛ. Описан способ применения штатной системы управления, регулирования, защиты и автоматики ВУПГ, позволяющий проводить полный комплекс испытаний без нарушения электрических связей внутри устройства. Приведен способ выбора резисторов для *RC*-цепей высоковольтных тиристорных вентилей, входящих в состав ВУПГ.

Ключевые слова: управляемый выпрямитель для плавки гололеда; высоковольтный тиристорный вентиль; система управления, регулирования, защиты и автоматики; импульсные испытания; электрическая прочность; надежность.

Введение

В ОАО «НТЦ ЕЭС» разработаны и поставляются на объекты ОАО «ФСК ЕЭС» управляемые выпрямители для плавки гололеда (ВУПГ), предназначенные для борьбы с гололедообразованием на проводах и грозозащитных тросах ВЛ за счет нагрева их регулируемым по величине постоянным током. ВУПГ состоит из выпрямительного моста (МВ) и системы управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА). К настоящему времени разработаны и аттестованы установки на ток 1200, 1400, 1600 A [1, 2].

Перед постановкой на объект для обеспечения надежной работы ВУПГ в системах плавки гололеда необходимо проверить электрическую прочность изоляции, функционирование ВУПГ, равномерность распределения постоянного, переменного и импульсного напряжения по последовательно соединенным тиристорам высоковольтных тиристорных вентилей (ВТВ), провести токовые испытания, испытания формирователей импульсов управления (ФИУ) и ВТВ в сборе.

1. Использование штатной СУРЗА ВУПГ для проведения контрольных испытаний

СУРЗА в штатном режиме производит автоматический контроль состояния ВУПГ, обменивается сигналами с подстанцией, не допускает возможности ошибочного изменения последовательности операций при пуске ВУПГ, обеспечивает стабилизацию среднего значения заданного выходного тока плавки гололеда и производит отключение ВУПГ при возникновении аварийных ситуаций.

«Мозгом» СУРЗА является цифровой контроллер разработки ОАО «НТЦ ЕЭС». Конструктивно контроллер представляет собой шасси со съемными функциональными блоками и формирует импульсы управления тиристорами ВТВ на основе полученных с измерительных устройств ВУПГ данных (ток плавки, напряжение питания ВУПГ, контроль состояния ФИУ и т. д.) и состоит из плат, объединенных

в шинную структуру при помощи кросс платы (рис. 1). Контроллер формирует оптический сигнал управления, который по оптоволокну передается в преобразователь оптического сигнала (ПОС). ПОС по сути является полупроводниковым ключом с оптическим управлением. Принцип передачи импульсов управления от СУРЗА к ФИУ показан на рис. 2.



Рис. 1. Схематическое изображение строения плат контроллера



Рис. 2. Схематическое изображение тракта преобразования импульсов управления

Использованием звена оптоволоконной связи достигается гальваническая развязка сигналов между СУРЗА и МВ, что повышает надежность работы ВУПГ в аварийных ситуациях.

Благодаря структуре контроллера, показанной на рис. 1, обеспечивается гибкость СУРЗА, т. е. в любой момент можно расширить ее возможности по вводу/выводу и обработке данных с помощью добавления новых плат или изменения логики управления, программно записанной на чип центрального микропроцессора. Эти особенности строения контроллера СУРЗА позволяют легко изменить режим ее работы, что, в частности, используется в ходе контрольных испытаний ВУПГ.

2. Токовые испытания ВУПГ

Токовые испытания проводятся для проверки работоспособности и правильного функционирования всех узлов комплекса. На МВ подается напряжение питания 380 В, 50 Гц через трансформатор T_0 6/0,4 кВ, входящий в состав испытательного стенда БЭС-200 ОАО «НТЦ ЕЭС» (рис. 3). На СУРЗА подается питание собствен-
ных нужд 380 В, 50 Гц и синхронизирующее фазное напряжение 100 В через трансформаторы напряжения T₁, T₂, T₃; на тиристоры МВ подаются импульсы управления от блока СУРЗА. Проводится проверка реагирования СУРЗА в аварийных режимах работы ВУПГ при срабатывании защит, а также производятся имитации аварий и проверка результата действий СУРЗА.



Рис. 3. Схема испытаний ВУПГ на функционирование в штатном режиме работы

Для этих испытаний штатные датчики напряжения (измерительные трансформаторы 10 кВ/100 В, входящие в комплект поставки) заменяются менее мощными T_1^* , T_2^* , T_3^* 380 В/100 В) рис. 4. Необходимость замены измерительных трансформаторов продиктована тем обстоятельством, что напряжение, снимаемое с вторичных обмоток трансформаторов (порядка 100 В), в шкафу СУРЗА дополнительно понижается трансформаторами 220 В/6 В. При таких условиях работы ВУПГ сигнал на входе в контроллер будет крайне мал (доли вольта), что затрудняет его обработку. Кроме того, при таких низких напряжениях измерительные трансформаторы 10 кВ/100 В дают большую погрешность измерений – сказывается нелинейность кривой намагничивания. Использование для измерительных целей низковольтных трансформаторов (входят в комплект поставки ВУПГ) позволяет устранить эти проблемы. СУРЗА при этих испытаниях работает в штатном режиме (частота и порядок следования импульсов стандартны для управляемого выпрямительного моста).



Рис. 4. Сравнительная схема подключения измерительных трансформаторов при токовых испытаниях

3. Проверка ВТВ ВУПГ в импульсном режиме

Электрические высоковольтные установки для испытания мощных вентилей часто представляют собой мощные преобразователи. Стоимость строительства таких установок соизмерима со стоимостью преобразовательного блока. В настоящее время дорогостоящих испытательных стендов на полные параметры преобразователей, как правило, не строят, используя синтетические схемы.

В ОАО «НТЦ ЕЭС» вентили испытываются в эквивалентном режиме, используя метод наложения: отдельно испытания напряжением при малом токе и отдельно испытания полным током с приложением низкого напряжения.

В [3] предложена схема импульсных испытаний вентилей, работающая по принципу колебательного контура с конденсаторным подзарядным устройством.

Эта схема, усовершенствованная специально для испытания ВТВ в составе ВУПГ, приведена на рис. 5. Важно, что ВТВ V_2 и V_5 включены в соответствии со схемой МВ (вентили одной фазы МВ) так, что испытываются оба вентиля одновременно в контейнере ВУПГ, что позволяет исключить дополнительные переключения внутри МВ в процессе испытаний, снизить время их проведения и исключить ошибки при двойном перемонтаже.



Рис. 5. Схема импульсных испытаний ВТВ в составе ВУПГ

Специально для проведения импульсных испытаний разработана программа управления MB, обеспечивающая подачу нужной последовательности импульсов управления. Программа записана на отдельную тестовую плату, которая устанавливается в контроллер на место штатной платы и используется для проведения данного вида испытаний. Конструктивно тестовая плата центрального процессора не отличается от штатной. Отлична только записанная на нее логика формирования импульсов (рис. 6). При этом период следования импульсов определяется не столько возможностями испытуемых вентилей, сколько скоростью заряда конденсатора C_2 (см. рис. 5)

Испытательная установка имеет следующий рабочий цикл. На V_2 и V_5 поочередно подаются импульсы управления в соответствии с рис. 6. При отпирании вентиля V_2 емкость C_2 заряжается по контуру $L_1-C_2-V_2$. После естественного запирания вентиля V_2 на емкости C_2 установилось положительное напряжение U. При включении вентиля V_5 емкость C_2 разряжается по контуру $C_2-L_2-V_5$ так, что после запирания V_5 на емкости C_2 устанавливается отрицательное напряжение -U. При повторном включении V_2 в контуре $L_1-C_2-V_2$ складываются напряжения, и на емкости C_2 устанавливается положительное напряжение 2U. Таким образом, за каждый период на емкости C_2 увеличивается и потери (в основном в RC-цепях ВТВ). Когда мощность источника питания станет равна мощности потерь, наступает равновесие и дальнейшее изменение напряжения на емкости C_2 прекращается.



Рис. 6. Эпюры импульсов управления(а), тока(б) и напряжения(в)

В процессе испытаний проверяется деление напряжения по последовательно включенным тиристорным ячейкам (ТЯ) ВТВ; при этом поочередно контролируются все ТЯ ВТВ. Типовая осциллограмма напряжения на ТЯ показана на рис. 7. Важно, чтобы U_3 не превышало максимально допустимого значения для тиристора, а напряжения U_3 и U_4 последовательно включенных тиристоров ВТВ были близки друг к другу. Пример распределения напряжения по ТЯ ВТВ представлен в табл. 1. Если неравномерность деления U_1-U_4 у тиристоров VS_1-VS_8 внутри вентиля не превышает 20%, проверяется работоспособность ВТВ в сборе при испытательном напряжении 29 кВ (рис. 8) в соответствии п. 3.5.2.14 ГОСТ 18142.1-85. В противном случае тиристоры в ВТВ заменяются для получения требуемой неравномерности деления напряжения по ним.

4. Выбор резисторов для RC-цепей

Кроме непосредственной проверки работоспособности ВТВ в импульсном режиме установка позволяет решать некоторые частные практические задачи. Так, в процессе эксплуатации выяснилось, что наиболее слабым местом ВТВ являются резисторы RC-цепи, в качестве которых ранее использовались резисторы типа UXP/300. При этом причины отказов были не ясны. В схеме рис. 5 опробовалось несколько типов резисторов (табл. 2). Установлено, что нередко они не выдерживают воздействий по напряжению, несмотря на то, что каталожные параметры соответствуют классу тиристоров. Была предложена замена резисторов UXP/300 на специальные платы из 12 последовательно-параллельно соединенных резисторов типа RX27-1 25W8R2J общим сопротивлением 7,5 Ом. Все варианты проверялись в схеме рис. 5, причем параллельно ВТВ установлена демпфирующая цепь ВТВ (эквивалентная штатной, рис. 9, а), что позволяет определить предельное напряжение резистора RC-цепи, не превышая допустимого напряжения на тиристоре. Стойкость платы резисторов RX27-1 25W8R2J к испытательному напряжению (рис. 9, б) оказалась выше, чем у резисторов UXP/300, несмотря на то, что они имеют подложку, которой резистор крепится на теплопроводящем основании радиатора, что обеспечивает дополнительный теплоотвод [4]. Результаты испытаний приведены в табл. 2.



Рис. 7. Осциллограмма напряжения на ТЯ ВТВ

DOD

Таблица 1

Гаспределение напряжении по 1У в ВІВ									
№ ТЯ	<i>U</i> ₁ , B	U ₂ , B	<i>U</i> ₃ , B	<i>U</i> ₄ , B					
VS_1	1000	1000	1800	500					
VS_2	1000	900	1750	400					
VS_3	1000	900	1800	500					
VS_4	950	900	1750	450					
VS_5	1000	900	1850	500					
VS_6	1000	850	1800	450					
VS_7	950	900	1800	500					
VS_8	1000	900	1850	450					
U_{Σ}	7900	7200	14400	3800					



Рис. 8. Осциллограмма напряжения на ВТВ

Таблица 2

Тип резистора	Фирма производитель	Сопротивление, Ом	Выдерживаемое напряжение, кВ
UXP/300 3RJ	Elektronische	3,0	3,0
UXP/300 6R4K	Bauelemente Ges.m.b.H;	6,4	3,4
2 UXP/300 3RJ после- довательно		6,0	5,6
Плата резисторов RX27-1 25W8R2J	Zenithsun Resistor; Radial Terminals Type	7,5	6,9



Рис. 9. Испытания с дополнительной демпфирующей цепью: а) схема испытаний; б) осциллограмма напряжения на плате резисторов RX27-1 25W8R2J

Все ВУПГ с платами резисторов успешно прошли рабочие режимы плавки на подстанциях «Тымовская», «Вышестеблиевкая», «Буденовск» и других.

Заключение

1. Описанное испытательное оборудование позволяет провести полный комплекс проверок ВУПГ без использования мощных источников электроэнергии.

2. СУРЗА позволяет менять режимы работы и управлять ВУПГ как в штатных, так и испытательных режимах.

3. Замена импортных резисторов в *RC*-цепях на специальные резистивные платы позволила повысить надежность работы ВУПГ.

4. Перед постановкой на объекты ОАО «ФСК ЕЭС» испытываются все ВУПГ, что облегчает пуско-наладочные работы и обеспечивает надежную работу в системах плавки гололеда.

Список литературы

- 1. Frolov O., Shershnev Y., Gurevich M. Experience of Russia on preventing ice-wind failures in electric systems // Paper Number B2-203, CIGRE 2012, Paris, August 2012.
- Baliberdin L. L, Kozlova M. A, Shershnev Y. A. Model Group of controlled Installation for Melting Ice on Transmission Line Conductors // IEEE Power Tech'2005, St. Petersburg, June 27–30, 2005.
- 3. Лавров Н. И. Установки для высоковольтной подготовки и испытаний ртутных вентилей // Известия НИИ постоянного тока, 1957, № 2.
- 4. Патент 102862 РФ. МПК Н02М 1/00, Н05К 7/20. Охладитель для высоковольтного полупроводникового вентиля / Козлова М. А., Лобанов А. В., Самойлов И. Г.; опубл. 10.03.2011, Бюл. № 7.

Бондаренко Андрей Сергеевич, инженер 1 категории лаборатории управления и защит отдела преобразовательных устройств Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: bondarenkoas@gmail.com

Леонов Николай Валентинович, инженер лаборатории управления и защит отдела преобразовательных устройств Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: oo-nevermind-oo@mail.ru

Репин Алексей Викторович, заведующий лабораторией силового оборудования отдела преобразовательных устройств Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: repin_a@niipt.ru

Селиванов Роман Сергеевич, инженер 1 категории лаборатории силового оборудования отдела преобразовательных устройств Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: selivanov_r@niipt.ru

Шершнев Андрей Юрьевич, заведующий лабораторией управления и защит отдела преобразовательных устройств Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: shershnev_a@niipt.ru

Methods of High Voltage Containerized Converters Testing

Bondarenko A. S., Leonov N. V., Repin A. V., Selivanov R. S., Shershnev A. Y.

Methods of high voltage, impulse and current testing of controlled ice melting rectifier (CIMC) so as high voltage thyristor valves, that put together the CIMC, are considered. The possibility of the staff central control system using for testing modes is described. This kind of organization allows to get the full complex of testing without intrinsic electric connections destroy. The option of resistors for RC-circuits described too.

Key words: ice melting controlled rectifier, high-voltage thyristor valve, central control system, impulse tests, electric strength, reliability.

УДК 621.316.933.9

А. Н. Новикова, О. В. Шмараго, С. С. Данилевский Проблемы грозозащиты ВЛ СВН в гололедных районах

По результатам анализа опыта эксплуатации ВЛ 500 кВ с неполноценной тросовой защитой установлен эксплуатационный показатель грозоупорности участков ВЛ без троса. Выявлено, что на ВЛ СВН без троса из-за влияния рабочего напряжения распределение перекрытий изоляции между крайними и средним проводами при грозовых отключениях значительно отличается от получаемого с использованием принципа эквидистантности. Предложено для ВЛ СВН, проходящих в районах интенсивного гололедообразования, грозозащита которых осуществляется ОПН с отказом от троса, разработать конструкцию опоры, позволяющую осуществить треугольную подвеску проводов с превышением крайних проводов над средним.

Ключевые слова: воздушные линии сверхвысокого напряжения, грозозащита, гололед, грозовая деятельность, опыт эксплуатации, грозопоражаемость, ограничители перенапряжений, расположение проводов.

Проблемы грозозащиты ВЛ СВН, трассы которых проходят в районах интенсивного гололедообразования, возникают по двум причинам.

Во-первых, это случаи, когда при проектировании ВЛ не были учтены фактические гололедно-ветровые нагрузки. После нескольких лет неуспешной эксплуатации, характеризующейся длительными перерывами электроснабжения при аварийных отключениях ВЛ из-за повреждений и обрывах тросов при гололедообразовании, тросы демонтируются и ВЛ остается частично не защищенной тросами, в том числе, и в регионах с продолжительностью грозовой деятельности значительно большей 20 грозовых часов. Основным аргументом такого решения обычно является стремление сохранить общую надежность электроснабжения по ВЛ, поскольку грозовые отключения обычно сопровождаются успешным АПВ. Кроме того, такое решение принимается в порядке накопления опыта эксплуатации ВЛ СВН, частично не защищенной тросами.

В других случаях ВЛ СВН оказываются заложниками несогласованности рекомендаций ПУЭ-7 [1] по допустимости отказа от троса при расчетной толщине стенки гололеда 25 мм и более и отсутствии рекомендаций по обеспечению грозоупорности в таких ситуациях. При увеличении расчетных климатических нагрузок, а именно при переходе от нагрузок с повторяемостью 1 раз в 15 лет к нагрузкам с повторяемостью 1 раз в 25 лет, расширяется область территорий, где по ПУЭ-7 допускается сооружение и эксплуатация ВЛ СВН без троса. В настоящее время сложилась ситуация, когда в регионе, в котором ранее ВЛ СВН сооружались исключительно с тросовой защитой, опоры вновь сооружаемых ВЛ проектируются без учета гололедноветровых нагрузок на тросы, т. е. ВЛ заведомо выполняются без тросовой защиты.

Накопленный опыт эксплуатации ВЛ СВН с участками без тросовой защиты позволяет получить эксплуатационный показатель (число грозовых отключений на 100 км в год) для ВЛ, незащищенной тросом, и приступить к разработке рекомендаций по системам грозозащиты таких ВЛ с использованием ограничителей перенапряжений (ОПН).

Анализ опыта эксплуатации ВЛ 500 кВ с участками без троса

ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск», длиной 432 км, при введении в эксплуатацию (1995 г.) была защищена тросами по всей длине. В [2] приведены данные по опыту эксплуатации ВЛ при полноценной тросовой защите: за 4 года (2000–2003) произошло 3 грозовых отключения. К грозосезону 2004 г. трос на участках интенсивного гололедообразования, общей длиной 136 км, был демонтирован. Объем опыта эксплуатации ВЛ 500 кВ при полноценной тросовой защите (1728 км·лет) недостаточен для получения эксплуатационного показателя грозоупорности, поэтому воспользуемся результатами анализа значительного большего объема опыта эксплуатации (33,7 тыс. км·лет) защищенных тросом по всей длине ВЛ 500 кВ в Северном Казахстане (табл. 1), выполненного КирНИОЭ в ходе работ по выяснению причин низкой грозоупорности ВЛ 1150 кВ «Экибастуз – Кокчетав – Кустанай».

Таблица 1

Параметры		Показатели по годам							3a			
		1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	10 лет
	$N_{ m r}$	4	4	1	1	1	2	0	2	3	4	22
	в год	0,119	0,119	0,030	0,030	0,030	0,059	0	0,059	0,089	0,119	
<i>п</i> _г на 100 км	среднее за число лет от начала периода	0,119	0,119	0,089	0,074	0,065	0,064	0,055	0,056	0,059	0,065	0,065

Распределение грозовых отключений ВЛ 500 кВ в энергосистемах Северного Казахстана по годам

Из данных табл. 1 видно, что даже на ВЛ, общей длиной 3370 км, число грозовых отключений в год (N_r) колеблется от 0 до 4 отключений. Соответственно меняется по годам и удельное число грозовых отключений на 100 км (n_r). В табл. 1 видно, как изменяется среднее значение n_r с увеличением анализируемого периода. Только после 5 лет эксплуатации ВЛ 500 кВ, общей длиной 3370 км, текущее значение n_r отличается от среднего за 10 лет (0,065) не более, чем на 20 %. Можно предположить, что для ВЛ в 8 раз меньшей длины для получения устойчивого показателя грозоупорности ВЛ с тросом потребуется период в несколько десятков лет.

Значение $n_r = 0,065$ грозовых отключений на 100 км в год соответствует усредненной по трассам ВЛ и по годам продолжительности гроз в часах, равной $N_{r,4} = 44$ ч. Для $N_{r,4} = 100$ ч удельное число грозовых отключений составит $n_r = 0,148$ на 100 км в год. Это значение будет использоваться для дальнейших оценок ожидаемого числа грозовых отключений из-за перекрытий изоляции на участках с тросом неоднородной по средствам грозозащиты ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск».

На рис. 1 нанесена трасса ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» и восемь ближайших к ней гидрометеостанций (ГМС), бестросовые участки показаны пунктирной линией, рядом с названием ГМС даны средние значения $N_{r,y}$ за 5 лет.

ГМС расположены вдоль трассы неравномерно. В табл. 2 приведены значения числа грозовых часов, зарегистрированные этими ГМС в анализируемый период (значения $N_{r,4}$ по четырем последним ГМС табл. 2 были округлены до целых значений ФГБУ «Ставропольский ЦГМС»).



Рис. 1. Фрагмент карты среднего за 5 лет числа грозовых часов по трассе ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск»

Таблица 2

Распредел	ение N _{г.ч} по годам в период 2007–2011 гг. по наблюдениям ГМС
ВД	оль трассы ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск»

	N _{г.ч} по ГМС по годам, ч								
ГМС	2007	2008	2009	2010	2011	Среднее за 5 лет			
Цимлянск	33,0	30,6	38,5	37,2	45,7	37,0			
Зимовники	45,5	50,2	46,5	75,8	82,4	60,0			
Ремонтное	45,5	50,2	46,5	75,8	82,4	49,5			
Элиста	18,4	19,7	15,4	31,5	37,3	24,5			
Дивное	36	17	14	33	32	26,4			
Арзгир	16	47	22	42	77	40,8			
Благодарный	39	30	30	56	46	40,2			
Буденновск	52	56	40	65	54	53,4			

Зафиксированные ГМС продолжительности гроз свидетельствуют о том, что трасса ВЛ проходит через зоны различной грозовой активности. Явно выделяется зона снижения грозовой активности на засушливой территории (ГМС «Дивное» и «Элиста»). Грозовой сезон здесь короче (чаще с мая по июль). Северные участки трассы находятся в зоне западного переноса воздушных масс, что проявляется в повышении грозовой активности перед западными склонами возвышенности Ергени. Грозовой период в этом регионе продолжается с мая по сентябрь.

На южном участке трассы, после Элисты, наблюдается повышение грозовой активности на территориях перед возвышенным рельефом (ГМС «Арзгир», «Благодарный», «Буденновск»). Указанное сочетание климатических и географических факторов приводит к тому, что достаточно близко расположенные ГМС фиксируют в 2 раза различающееся число грозовых часов (например, ГМС «Ремонтное» и «Элиста»). В такой ситуации достаточно сложно определить фактическую грозовую активность на участках ВЛ с тросом и без троса.

Для получения представления о распределении грозовой активности вдоль трассы в анализируемый период на рис. 1 выполнено построение фрагмента карты грозовой активности по пятилетним средним значениям $N_{r.ч}$ с изолиниями через 5 грозовых часов.¹

Такое построение позволяет определить усредненное по длине каждого участка фактическое значение $N_{r.ч.}$ Например, для участка с тросом от Ростовской АЭС до опоры № 564 усредненное по длине участка фактическое среднее число грозовых часов составит:

$$(N_{r,q})_{A \ni C-564} = \sum (N_{r,q,i} \cdot l_i / l_{A \ni C-564}), \tag{1}$$

где *l_i* – длина *i*-го участка ВЛ между двумя соседними изолиниями;

 $N_{\text{г.ч.}i}$ – среднее число грозовых часов на *i*-м участке.

Полученные по формуле (1) значения N_{г.ч} для всех участков приведены в табл. 3.

За 5-летний период (2007–2011 гг.) ВЛ 500 кВ, защищенная тросом на 68 % длины, имела 31 грозовое отключение, в среднем – 6,2 грозовых отключений в год. Эксплуатационный показатель грозоупорности составил:

 $n_{\rm r} = N_{\rm r}/L_{\rm BJ} \cdot 100 = 6,2/431,9 \cdot 100 = 1,44$ отключения на 100 км в год. (2)

Классификация отключений по причине «гроза» проводилась с привлечением метеоданных в дни отключений по показаниям ближайших к трассе ГМС. На рис. 2 показано распределение точек КЗ по трассе при грозовых отключениях. В табл. 3 числа грозовых отключений от перекрытий изоляции на отдельных участках трассы сопоставлены со средней за 5 лет интенсивностью гроз в районе этих участков. На участки, защищенные тросами, попали две точки КЗ. Основная масса грозовых отключений произошла из-за перекрытий изоляции на длинном бестросовом участке (№ 2 табл. 3) – 25 отключений. На другом участке без троса (№ 4 табл. 3) имели место 4 перекрытия изоляции при грозе.

¹ Фрагмент карты разработан канд. геогр. наук А. Н. Носовой.

	bil 500 kb «i ocrobekan ASC – bygennobek» b nephod 2007–2011 II.									
Участки				N _{г.ч} , ч						
					П	ю года	м		Среднее	N 7
номер	наличие троса	опоры	длина, км	2007	2008	2009	2010	2011	за 5 лет по формуле (1)	ſΝ _Γ
1	с тросом	АЭС – 564	173,2	42,0	39,9	43,0	68,2	68,5	55,2	1
2	без троса	564 - 1027	99,1	25,9	23,9	23,8	44,4	45,5	31,6	25
3	с тросом	1027 - 1451	109,9	16,7	39,5	20,2	39,1	66,1	33,6	1
4	без троса	1451 - 1610	36,6	34,0	51,5	31,0	53,5	65,5	45,0	4
5	с тросом	1610 – ПС	13,1	52,0	56,0	40,0	65,0	54,0	52,0	_

Интенсивность грозовой деятельности вдоль трассы ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» в период 2007–2011 гг.



Рис. 2. Распределение точек КЗ при грозовых отключениях по трассе ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» в период 2007–2011 гг.

Таблица З

Эксплуатационный показатель грозоупорности ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» для участков без троса, полученный из числа отключений из-за перекрытия изоляции на участках № 2 и 4, равен:

$$\begin{split} n_{\rm r_{6/rp}} &= \delta_2 \cdot \frac{\Delta N_{\rm r_2}}{T} \cdot \frac{100}{N_{\rm r.u_2}} \cdot \frac{100}{l_2} + \delta_4 \cdot \frac{\Delta N_{\rm r_4}}{T} \cdot \frac{100}{N_{\rm r.u_4}} \cdot \frac{100}{l_4} = \\ &= 0,73 \cdot \frac{25}{5} \cdot \frac{100}{31,6} \cdot \frac{100}{99,1} + 0,27 \cdot \frac{4}{5} \cdot \frac{100}{45,0} \cdot \frac{100}{36,6} = \\ &= 11,66 + 1,31 = 12,97 \approx 13,0 \text{ на 100 км и 100 грозовых часов,} \end{split}$$

где δ_2 , δ_4 –доля длины участка № 2 и 4, соответственно, от общей длины участков без тросов; N_{r,u_2} , N_{r,u_4} – средняя интенсивность гроз в районе участков № 2 и 4; l_2 , l_4 – длины участков № 2 и 4.

Таким образом, эксплуатационные показатели грозоупорности ВЛ 500 кВ без тросов и с тросами, приведенные к одинаковой интенсивности грозовой деятельности ($N_{r.ч} = 100$ грозовых часов), различаются в 12,97/0,148 \approx 88 раз при прохождении ВЛ в районах с хорошими грунтами (Северный Казахстан, Ростовская область, Ставропольский Край).

Повышение грозоупорности ВЛ без троса с использованием ОПН

Разработка схемы грозозащиты ВЛ с использованием ОПН состоит в обосновании числа ОПН, устанавливаемых на опорах, и распределения опор с ОПН на трассе. При горизонтальном расположении проводов на ВЛ без троса, прежде всего, необходимо защитить от атмосферных перенапряжений изоляцию крайних фаз. Известно, что ВЛ «собирает» разряды молнии с полосы, ширина которой зависит от высоты подвеса тросов (или проводов на ВЛ без троса). Разряды молнии, ориентирующиеся на ВЛ из бокового пространства, должны преимущественно поражать крайние провода. В соответствии с рекомендациями [3] и рис. 3 ширина полосы, с которой крайние провода «собирают» разряды молнии, определяется выражением:

$$2B_{\rm kp} = 2\left(\frac{S_{\rm np-np}}{2} + 5h_{\rm cp_{\rm np}} - \frac{2h_{\rm cp}^2}{30}\right) = 2\left(\frac{11.5}{2} + 5\cdot10.9 - \frac{2\cdot10.9^2}{30}\right) = 2\cdot52,33 \approx 104,66 \text{ M}.$$
 (3)

Ширина зоны, из которой должен поражаться разрядами молнии средний провод (B_{cp}), показана на рис. 3.



Рис. 3. К расчету поражаемости разрядами молнии проводов ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск»

По формуле (3) получается, что каждый крайний провод должен поражаться в 4,7 раза чаще, чем средний провод. Однако, строго говоря, такой подход к расчету распределения разрядов справедлив для наземных объектов, не имеющих потенциала. Опыт эксплуатации ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск», не имеющей троса на участке длиной 136 км, подтверждает высказанную еще в 1980-е годы прошлого века гипотезу о влиянии рабочего напряжения ВЛ на увеличение вероятности прорыва молнии на провода сквозь тросовую защиту [4]. На ВЛ СВН без троса этот эффект должен проявиться наиболее отчетливо. В табл. 4 дано распределение перекрытий изоляции крайних и средних проводов на участках без троса, приведших к отключению ВЛ, с учетом транспозиции проводов (рис. 4).



Рис. 4. Схема транспозиции проводов на ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск»

За исключением одного случая все грозовые отключения произошли из-за перекрытия изоляции одной фазы. Перекрытие изоляции двух фаз возможно при большой амплитуде тока молнии. Например, при ударе молнии в провод происходит перекрытие изоляции пораженного провода уже на фронте импульса и далее, при протекании тока молнии по опоре, происходит обратное перекрытие изоляции еще одной фазы. В случае с перекрытием изоляции двух фаз условно было принято, что первой перекрылась изоляция крайнего (левого) провода¹. При этом получилось, что число перекрытий изоляции крайних проводов, сопровождающихся отключением ВЛ, равны и перекрытия изоляции каждого крайнего провода примерно в 1,5 раза превышают подобные ситуации на среднем проводе.

При отсутствии в нормативных документах требований по допустимому числу грозовых отключений ВЛ с участками без троса при разработке системы грозозащиты таких ВЛ следует ориентироваться на средние достигнутые в эксплуатации показатели грозоупорности ВЛ 500 кВ с тросами, а именно $n_r = 0,1$ на 100 км в год.

Учитывая полученные результаты, разработку схемы грозозащиты ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» с целью повышения грозоупорности целесообразно проводить в следующей последовательности:

1) защита ОПН изоляции крайних проводов на каждой опоре;

2) проверка возможности расстановки ОПН на средней фазе через опору.

¹ Такое предположение не отразится на дальнейшем подходе к разработке схемы грозозащиты ВЛ с использованием ОПН.

Таблица 4

№ <i>I</i> от АЭС,		N₂	Фаза	Расположение провода на опоре в направлении ПС «Буденновск»				
11/11	KM	onop		правый	средний	левый		
1	185,5	911	A		*			
2	203,6	709	С	*				
3	209,6	737	С	*				
4	224,4	797	A		*			
5	231,2	839–838	С	*				
6	230,2	835-836	A		*			
7	209,6	953–954	В			*		
8	205,5	717–718	A		*			
9	210,2	740	С	*				
10	212,8	759	С	*				
11	234,5	854	С	*				
12	235,0	Нет данных	В			*		
13	272,3	1027	С	*				
14	48,0 от ПС	1459	A			*		
15	23,0 от ПС	1565	A			*		
16	192,7	657–658	С	*				
17	19,6 от ПС	1583	С		*			
18	204,0	711–712	<i>А</i> и <i>С</i>	*1				
19	210, 0	740–741	В			*		
20	201,3	698–699	С	*				
21	255,1	950–951	В			*		
22	201,3	698–699	С	*				
23	209 от ПС	797	A		*			
24	255,6	959–960	В			*		
25	212,4	784	A		*			
26	236,7	874	В			*		
27	47,2 от ПС	1460	A			*		
28	180,0	600	В			*		
29	188,0	640	В			*		
Всего				11	7	11		

Распределение перекрытий изоляции на участках без троса между проводами при грозовых отключениях ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск»

¹ Принято условно.

При защите ОПН изоляции крайних фаз на каждой опоре бестросовых участков, грозовые отключения из-за перекрытия изоляции на этих участках возможны только от перекрытия изоляции средней фазы. За 5 лет было 7 грозовых отключений от перекрытий изоляции средних фаз, т. е. в среднем за год $\Delta N_{r.~6/тp}$ с опн = 1,4. При этом число грозовых отключений ВЛ составит:

$$N_{\rm r} = \Delta N_{\rm r. c/rp} + \Delta N_{\rm r. 6/rp \ c \ O\Pi H} = n_{\rm r \ c/rp} \cdot (N_{\rm r. 4-1} \cdot l_1 + N_{\rm r. 4-3} \cdot l_3 + N_{\rm r. 4-5} \cdot l_5) \cdot 10^{-4} + 1,4 =$$

= 0,148 \cdot (173,2 \cdot 55,2 + 109,9 \cdot 33,6 + 13,1 \cdot 52,0) \cdot 10^{-4} + 1,4 =
= 0,206 + 1,4 = 1,606 b \cdot rog. (4)

Удельное число грозовых отключений при такой же интенсивности грозовой деятельности, как в анализируемый период, рассчитанное по формуле (2), равно:

$$n_{\rm f} = 1,606/431,9 \cdot 100 = 0,37$$
 на 100 км в год.

Показатель грозоупорности намного улучшился (от 1,44 до 0,37), но остался в 3,7 раза больше, чем в среднем по ВЛ 500 кВ, защищенных тросами по всей длине.

Следующим этапом повышения грозоупорности ВЛ является защита ОПН изоляции средних фаз. Поскольку в эксплуатации перекрытия изоляции средних фаз происходили в 1,5 раза реже, чем крайних, необходимо проверить достаточность установки ОПН на средних фазах через опору.

Оценим, насколько защищает изоляцию средней фазы ОПН, установленный на соседней опоре (рис. 5). Наиболее вероятной причиной отключения ВЛ без троса являются прямые удары молнии в провод. Критический для изоляции ток молнии при ударе в средний провод, изоляция которого на всем бестросовом участке не защищена ОПН, определяется по формуле:

$$I_{\rm kp} = \frac{2U_{50}}{z_{\rm mp_{\rm r}}},$$
 (5)

где U_{50} – 50-процентное разрядное напряжение изоляции;

*z*_{пр.к} – волновое сопротивление провода с учетом короны, равное 285 Ом.



Рис. 5. К расчету защищенности изоляции среднего провода ОПН, установленным на соседней опоре

При установке ОПН через опору на изоляцию среднего провода, незащищенную ОПН, воздействует напряжение, ограниченное отраженной с противоположным знаком волной от соседней опоры с ОПН. Амплитуда и форма волны перенапряжений будет зависеть от амплитуды и временных параметров импульса тока молнии в месте удара и длины пролета.

Рассмотрим случай воздействия импульса со среднестатистической длительностью фронта $\tau_{\phi} = 4,5$ мкс (рис. 6). При скорости распространения волны перенапряжений, равной 300 м/мкс, и средней длине пролета на бестросовом участке, равной 228 м, через $2t_{пролета} = 2 \cdot 228/300 = 1,52$ мкс перенапряжение будет ограничено. На изоляцию будет воздействовать импульс с длительностью фронта, близкой к значению τ_{ϕ} стандартного грозового импульса, и предразрядным временем $t_{разр} = 4,5$ мкс.



Рис. 6. Форма волны перенапряжений на изоляции среднего провода на опоре без ОПН при расстановке ОПН: через опору (— —); через 3 опоры (— - —)

Перекрытие изоляции произойдет, если по проводу будет протекать ток с амплитудой:

$$I_{\rm np} = \frac{2U(4,5)}{z_{\rm np_{\star}}},$$
 (6)

где U(4,5) – разрядное напряжение изоляции на стандартном грозовом импульсе с предразрядным временем $t_{\text{pasp}} = 4,5$ мкс.

Вызывающий это значение ток молнии будет равен:

$$I_{\rm kp} = I_{\rm np} \frac{\tau_{\rm d}}{2t_{\rm nponera}} \,. \tag{7}$$

Если ОПН будут установлены через 3 опоры (рис. 7), то перенапряжение на изоляции на средней опоре (*c*) будет ограничено через 3,04 мкс. В этом случае на изоляцию воздействует импульс с длительностью фронта $\tau_{\phi} = 3,04$ мкс, т. е. нестандартный. Разрядные характеристики гирлянд на нестандартных грозовых импульсах исследовались в работе [5], в том числе, на импульсах 1,9/40 и 3,3/40 мкс. Получено, что при предразрядных временах до 6 мкс разрядное напряжение на импульсе 3,3/40 мкс выше, чем на импульсе 1,9/40 мкс. При больших значениях $t_{\text{разр}}$ ситуация меняется. При интерполяции внутри полученных в [5] значений можно предположить, что при $t_{\text{разр}} = 4,5$ мкс разрядные напряжения на импульсах с длительностью фронта $\tau_{\phi} = 1,52$ и 3,04 мкс примерно равны, т. е. в этой точке вольтсекундные характеристики пересекаются (схема с установкой ОПН через 3 опоры будет использоваться ниже.)



Рис. 7. К расчету эффективности схемы с установкой ОПН через 3 опоры

В табл. 5 приведены результаты оценки влияния ближайшего ОПН на вероятность перекрытия изоляции $P_{I_{\rm kp}}$ (вероятность превышения тока молнии более $I_{\rm kp}$) гирлянды 28×ПСВ120А на наиболее удаленной от ОПН опоре при ударе молнии в провод в прилегающих пролетах.

Таблица 5

<u> </u>	Расчетные показатели						
Схема грозозащиты	U _{разр} , кВ	<i>I</i> _{пр} , кА	<i>I</i> _{кр} , кА	Р _{1кр} , отн. ед			
ОПН не установлены	$U_{50} = 2085$	14,6	14,6	0,61			
ОПН установлены через опору	U(4,5) = 2600	18,2	53,9	0,14			
ОПН установлены через 3 опоры	$U_{\tau_{\phi}=3}(4,5) = 2600$	18,2	26,9	0,40			

Оценка влияния ОПН на соседних опорах на защищенность изоляции на опорах без ОПН

При установке ОПН через опору вероятность перекрытия изоляции среднего провода на опоре без ОПН уменьшается в 4,4 раза относительно значения $P_{l_{\rm kp}}$ в схеме без ОПН на среднем проводе на всем бестросовом участке. При установке ОПН через 3 опоры изоляция провода на средней опоре будет перекрываться в 1,5 раза реже.

При защите ОПН изоляции крайних проводов на каждой опоре и изоляции средних проводов через опору ожидаемое число грозовых отключений ВЛ составит:

 $N_{\rm f} = \Delta N_{
m f.~c/tp} + \Delta N_{
m f.~6/tp~c~OHH} = 0,206 + 0,5 \cdot 1,4/4,4 = 0,206 + 0,159 = 0,365$ в год.

Удельное число грозовых отключений неоднородной по средствам грозозащиты ВЛ уменьшится до:

$$n_{\rm f} = 0,365/431,9 \cdot 100 = 0,085$$
 в год,

т. е. будет удовлетворять среднему показателю грозоупорности ВЛ 500 кВ с тросами ($n_r = 0,1$ на 100 км в год).

Таким образом, схема расстановки ОПН на крайних проводах каждой опоры и на среднем проводе через опору является оптимальной для данной ВЛ.

Оптимизация расположения проводов ВЛ СВН без троса

На ВЛ СВН без троса целесообразно расположить провода так, чтобы уменьшить число разрядов молнии в провод фазы, изоляцию которой предполагается частично не защищать ОПН. Возможны два варианта: крайние провода подвешиваются выше среднего или средний провод – выше крайних.

Эффективность таких мероприятий можно оценить по методике [6], позволяющей рассчитать распределение разрядов молнии между проводами при любом их расположении и с учетом влияния рабочего напряжения на ориентировку молнии. В табл. 6 приведены результаты расчета числа перекрытий изоляции для среднего и каждого крайнего провода при различных схемах расположения проводов.

Таблица б

Расположени	ие проводов	Число пер изоляции	Коэффициент						
схема	∆ <i>ћ</i> , м	Δs, м	среднего	крайнего	распределения				
Исходный вариант									
			C)пыт эксплуа	тации				
• • •	0	11.5	7	11	1,57				
	0	11,5	Расче		Γ				
			7,85	11,26	1,43				
	Анал	изируемые	е варианты						
	5,0	11,5	1,85	17.07	9,23				
Δs	5,0	9,5	1,52	16,98	11,17				
•	5,0	9,5	17,10	8,79	1,95				
• •	8,0	9,5	26,63	4,8	5,55				

Распределение перекрытий изоляции проводов при различном их расположении (для бестросовых участков за 5 лет)

Хорошее согласование эксплуатационного распределения числа перекрытий изоляции между проводами с расчетным для исходного варианта позволяет оценить эффективность других расположений проводов.

При подъеме крайних проводов на 5 м резко изменяется распределение перекрытий изоляции между проводами. При этом общее число перекрытий увеличивается примерно на 20 %. При защите ОПН изоляции крайних проводов на каждой опоре грозовые перекрытия возможны из-за перекрытий изоляции среднего провода. Таких перекрытий в этом варианте в 7,85/1,85 = 4,2 раза меньше, чем в исходном, поэтому схема с ОПН на каждой второй опоре будет в данном случае избыточной. В такой ситуации целесообразно просмотреть схему с использованием ОПН на средней фазе через 3 опоры (см. рис. 7).

Воспользуемся результатами расчета табл. 5. При отсутствии ОПН на средней фазе возможно 1,85/5 = 0,37 перекрытий изоляции (грозовых отключений) из-за перекрытий на бестросовом участке в год. При использовании ОПН на каждой четвертой опоре (на опорах *a* на рис. 7) и без учета защитных функций этих ОПН для изоляции опор, расположенных между опорами с ОПН, число грозовых отключений уменьшается на 25 %, т. е. до 0,28 в год. Эти отключения приходятся на опоры *b*, *c*, и *d* рис.7. Изоляция на опорах *b*, и *d*, ближайших к опорам с ОПН, будет перекрываться в 4,4 раза, а на опоре c - в 1,5 раза реже, чем на ВЛ без троса (и без ОПН). Тогда число грозовых отключений ВЛ с участком без троса, выполненном с треугольным расположением проводов, составит:

 $N_{\rm r} = \Delta N_{\rm r.\,c/rp} + \Delta N_{\rm r.\,6/rp\,c\,OIIH} = 0,206 + 0,28 \cdot (0,67/4,4 + 0,33/1,5) = 0,206 + 0,104 = 0,31$ год, а удельное число грозовых отключений:

 $n_{\rm f} = 0.31/431.9 \cdot 100 = 0.072$ на 100 км в год,

т. е. грозоупорность будет лучше, чем в схеме с ОПН на среднем проводе на каждой второй опоре при горизонтальном расположении проводов. При этом количество требуемых ОПН будет на 10 % меньше.

При превышении крайних проводов над средним на $\Delta h = 5$ м и сближении их на 4 м ситуация становится еще более благоприятной. Такое расположение фаз имеет и другие преимущества: уменьшается напряженность поля под ВЛ; возможно увеличение пропускной способности и снижение потерь.

При увеличении превышения среднего провода над крайними до $\Delta h = 8$ м число перекрытий изоляции двух крайних проводов больше, чем среднего в исходном варианте (9,6 вместо 7,85). Такая ситуация не позволяет использовать схему с установкой ОПН на крайних проводах через опору. Кроме того, в этом случае средний провод будет поражаться чаще, чем крайние провода в рассмотренных выше вариантах, что может потребовать использование ОПН большей энергоемкости.

Заключение

1. Отказ от троса на ВЛ СВН приводит к снижению грозоупорности в десятки раз. (Для ВЛ 500 кВ по опыту эксплуатации удельное число грозовых отключений ВЛ с тросом составляет 0,15, а без троса 13 грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов.)

2. На распределение перекрытий, вызывающих грозовые отключения ВЛ СВН, между проводами оказывает влияние рабочее напряжение. По опыту эксплуатации ВЛ 500 кВ с горизонтальным расположением проводов «опасные» перекрытия изоляции каждого крайнего провода происходят только в 1,5–1,6 раза чаще, чем среднего.

3. Для районов со средней интенсивностью грозовой деятельности (40–60 грозовых часов) и грунтами с удельным электрическим сопротивлением до 1000 Ом м оптимальной схемой грозозащиты бестросовых участков ВЛ СВН является защита ОПН изоляции крайних проводов на каждой опоре и среднего провода через опору.

4. Для районов интенсивного гололедообразования при отказе от троса целесообразно разработать опоры, позволяющие располагать крайние провода выше средних примерно на 5 м. Это позволяет уменьшить число ОПН на 10 % и более и, кроме того, реализовать другие преимущества при переходе от горизонтального расположения фаз к треугольному.

Список литературы

- 1. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. М.: Энергосервис, 2003.
- 2. *Кузнецов А. С.* Об аварийных отключениях ВЛ с грозозащитным тросом. Энергетик, 2006, № 9.
- Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.129-99. – СПб.: Изд-во ПЭИПК, 1999.
- Базелян Э. М. Влияние рабочего напряжения на вероятность прорыва молнии к проводам воздушных ЛЭП // Физика молнии и молниезащита (Сб. трудов ЭНИН). – М.: Изд-во ЭНИН, 1979.
- 5. Александров Г. Н., Джураев Ш. И., Кизеветтер В. Е. Вольт-секундные характеристики гирлянд изоляторов при нестандартных импульсах грозовых перенапряжений // Известия ВУЗ. Энергетика. 1980, № 3.
- 6. Иванова И. П., Новикова А. Н. Влияние конструкции промежуточных опор на показатели грозоупорности воздушных линий 1150 кВ // Сб. научных трудов НИИПТ «Линии электропередачи повышенной пропускной способности». Л.: Энергоатомиздат, 1985.

Новикова Александра Николаевна, заведующая сектором защиты от перенапряжений отдела техники высоких напряжений Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: novikova_a@niipt.ru

Шмараго Оксана Владимировна, научный сотрудник отдела техники высоких напряжений Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: shmarago_o@ niipt.ru

Данилевский Степан Сергеевич, инженер отдела техники высоких напряжений Научнотехнического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: paniipt@rambler.ru

Novikova A. N., Shmarago O. V., Danilevskiy S. S.

Lightning protection of extra high-voltage overhead lines in areas of high ice load.

The operational rate of lightning proofness of 500 kV overhead lines without ground wire was obtained based on analysis of experience of the line with incomplete ground wire protection. It was discovered that for extra high-voltage overhead lines deprived of ground wire the distribution of insulation flashover due to lightning discharges between outer and inner phases appreciably differs from that one obtained using the equidistant principle. It was suggested for extra high-voltage OHL passing through the areas with high ice load protected with surge arresters without ground wire to develop a special tower type realizing a triangle phases suspension where outer conductors are higher than the inner one.

Key words: extra-high voltage overhead lines, lightning protection, ice load, lightning activity, operational experience, lightning proofness, surge arresters, conductor's arrangement.

Владимир Иванович ГАЛАНОВ

06.05.1940 - 09.04.2012



Ушел из жизни Владимир Иванович Галанов – бывший генеральный директор Открытого акционерного общества «Научноисследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения» (ОАО «НИИПТ»).

В. И. Галанов родился 6 мая 1940 г. в Ленинграде. После окончания Ленинградского политехнического института в 1963 г. около 45 лет жизни Владимира Ивановича были связаны с НИИПТ, где он прошел путь от инженера до генерального директора института.

Круг научных интересов В. И. Галанова с первых лет работы был связан с вопросами применения преобразовательной техники в энергетике. По данной тематике он в 1974 г. защитил кандидатскую диссертацию.

Его незаурядные организаторские способности ярко проявились при создании подразделения, занимавшегося вопросами источников питания для специальных технологий по тематике оборонной отрасли страны. Под его руководством за 10 лет подразделение стало крупнейшим в институте, выполнило целый ряд исследований и разработок, основанных на оригинальных идеях и последних достижениях тиристорной и микропроцессорной техники, завоевало весомый авторитет среди специалистов данного направления.

В середине 1980-х гг. В. И. Галанов став заместителем директора института по научной работе основное внимание уделял работам по обеспечению устойчивой и надежной работы Выборгского преобразовательной подстанции – самой мощной на тот период в мировой энергетике вставки постоянного тока.

С 1988 г. В. И. Галанов в течение 18 лет руководил институтом как директор НИИПТ, а затем генеральный директор ОАО «НИИПТ». Они пришлись, в том числе, на непростые годы перестройки и перехода на новые финансовые условия существования при отсутствии государственной поддержки после акционирования предприятия. Институт как одна из базовых научно-исследовательских организаций электроэнергетической отрасли располагал уникальной экспериментальной базой – крупнейшей в мире электродинамической моделью и единственным по своим возможностям в России высоковольтным испытательным комплексом. Заслуга В. И. Галанова как генерального директора в том, что он сумел в тяжелых финансовых условиях сохранить для страны действующую экспериментальную

базу, базовый состав специалистов и эффективно действующую систему подготовки научных кадров высшей квалификации – аспирантуру и специализированный совет по защите кандидатских диссертаций. Был сохранен и преумножен авторитет института в стране и за рубежом, благодаря успешно выполненным работам по контрактам с крупными зарубежными организациями.

Как талантливый инженер и ученый-практик Владимир Иванович непосредственно участвовал в разработках и внедрении мощных преобразовательных установок для электропередач и вставок постоянного тока и для целей оборонной отрасли страны, в работах по расширению вставки постоянного тока в системе электропередачи Россия–Финляндия и техническим аспектам передач постоянного тока для транспорта электроэнергии на дальние расстояния.

Им опубликовано более 40 научных работ и учебных пособий, получено 12 авторских свидетельств и патентов на изобретения, основная часть которых внедрена в электроэнергетику.

В 1996 г. Владимиру Ивановичу присвоено ученое звание профессора. В течение многих лет он был председателем Государственной экзаменационной комиссии в Санкт-Петербургском государственном политехническом университете (СПбГПУ).

Владимир Иванович проводил значительную общественную работу: был членом научно-технического совета при губернаторе Санкт-Петербурга и Северо-Западной гильдии руководителей науки, действительным членом Международной энергетической академии.

Владимир Иванович имел ряд отраслевых наград: звание «Почетный энергетик», «Заслуженный работник Единой энергетической системы» и др.

Последние 5 лет, после ухода с поста генерального директора, В. И. Галанов вел успешную преподавательскую деятельность в СПбГПУ, воплотив многолетний опыт и знания в подготовленный им цикл лекций для студентов старших курсов по кафедре «Электрические системы и сети».

Эрудиция, скромность, внимательность и простота обращения позволили Владимиру Ивановичу завоевать искреннее уважение и авторитет всех знавших его.

Светлая память о Владимире Ивановиче Галанове, талантливом организаторе науки и прекрасном человеке, навсегда останется в наших сердцах.

Александр Алексеевич ФИЛИППОВ

19.02.1930 - 28.05.2012



28 мая 2012 года ушел из жизни один из самых талантливых ведущих сотрудников отдела техники высоких напряжений (ТВН) НИИПТ, крупный специалист в области теории и экспериментальных исследований электрического разряда в различных средах Александр Алексеевич Филиппов, проработавший в отделе почти 56 лет (с августа 1953 г. по май 2009 г.).

В 1953 г. А. А. Филиппов окончил Ленинградский политехнический институт по специальности «техника высоких напряжений», а в 1956 г. заочно окончил физический факультет Ленинградского государственного университета по специальности «оптика».

Во многих областях ТВН А. А. Филиппов проявил себя как талантливый инженер, изобретатель, ученый. Наиболее сильной стороной

его деятельности была постановка и проведение оригинального физического эксперимента. Обладая глубокой эрудицией в электротехнике, он был генератором идей и экспериментатором от бога.

Им были проведены обширные исследования потерь на корону на расщепленных проводах для первых высоковольтных линий 500 и 750 кВ; долгое время он занимался исследованиями электрической прочности длинных воздушных промежутков, гирлянд изоляторов, а также масляной, бумажно-масляной и эпоксидной изоляции.

В 1963 г. А. А. Филиппов защитил кандидатскую диссертацию по теме «Методы получения импульсов напряжения амплитудой до 2 MB, по форме соответствующих внутренним перенапряжениям на линиях электропередачи переменного и постоянного тока». В процессе работы над диссертацией им была предложена схема формирования коммутационных импульсов на базе испытательных трансформаторов, получившая широкую известность и применение на практике в отечественных и зарубежных высоковольтных испытательных центрах (известная среди специалистов как «схема А. А. Филиппова»).

В последующие годы А. А. Филиппов активно занимался исследованиями нового типа изоляции – элегазовой, проблемами ее использования в энергетике, а также вопросами повышения надежности работы элегазовых распределительных устройств и аппаратов. С 1976 г. он руководил сектором газовой изоляции, сотрудниц которого ласково звали «филиппинками». С 1986 г. А. А. Филиппов работал в должности ведущего научного сотрудника.

Непреодолимая увлеченность экспериментальной работой не позволила А. А. Филиппову заняться написанием и защитой докторской диссертации, хотя совокупность, объем, уровень выполненных работ и практическое применение их результатов, безусловно, позволяли это сделать.

В открытой печати опубликовано около 40 его научных трудов, более 15 авторских свидетельств и патентов. В 1988 г. в издательстве «Энергоатомиздат» вышла его книга (в соавторстве с А. Л. Петерсоном) «Изоляторы элегазовых КРУ». Сравнительно небольшое количество его публикаций с лихвой компенсируется их высоким качеством и оригинальностью.

В мае 2009 г. Александр Алексеевич по состоянию здоровья вынужден был оставить работу, но и после этого не порывал связи с коллективом и неоднократно консультировал сотрудников по различным научным проблемам.

В коллективе отдела любили и уважали А. А. Филиппова за его фантастическое трудолюбие, доброжелательное отношение к коллегам и всегдашнюю готовность прийти на помощь в решении любых, подчас неразрешимых вопросов.

Александр Алексеевич Филиппов всегда был и остается для нас примером честного, бескорыстного и ответственного отношения к работе.

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии постоянным током и преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, междустрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, W, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. Таблицы. Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах

и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер – 9.

5. Рисунки, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не завёрстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpeg (c разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. Список литературы приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

Образец и шаблон оформления статьи приведены на сайте:

http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php.

2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- сведения об авторах, включающие фамилию, имя, отчество автора, ученую степень, ученое звание, должность, место работы, E-mail, контактные телефоны;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- справка автора.

2.3. Рассмотрение материалов

Предоставленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции: (812) 292-94-05, (812) 552-94-20 или E-mail: nto@ntcees.ru.