

ОСОБЕННОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАБОЧИХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ПЕРЕДАЧЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА НА БАЗЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

М.Е. Гольдштейн, К.В. Желнина

Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск, Россия

При управлении режимами электроэнергетических систем наряду с традиционными задачами снижения потерь и поддержания напряжений в узлах в допустимых пределах сегодня, благодаря применению элементов на базе силовой электроники, решаются и другие актуальные проблемы: повышение пропускной способности линий электропередач (ЛЭП), обеспечение устойчивости синхронных генераторов, перераспределение электроэнергии в неоднородных сетях. Одним из эффективных средств управления может быть применение в энергосистемах электропередач (ППТ) и вставок (ВПТ) постоянного тока на базе как преобразователей тока (ППТТ), так и преобразователей напряжения (ППТН). При этом информации о разнице ППТТ и ППТН как элементов регулирования режимов энергосистемы недостаточно.

Исследование проводилось для электросетевого района горнозаводской зоны Южно-Уральской энергосистемы. Для расчетов режимов электрической сети в программный комплекс RASTR.WIN введены модели ППТТ и ППТН. При перспективных нагрузках возникает недопустимая перегрузка некоторых ЛЭП, а также существенно увеличиваются потери электроэнергии в сети. Перегруженной оказалась одна из двухцепных ЛЭП. Принято решение о переводе этой ЛЭП на постоянный ток с последующим исследованием разницы в регулировании режимов сети при выполнении электропередачи по схеме как ППТТ, так и ППТН.

Перевод двухцепной электропередачи на постоянный ток позволяет увеличить ее пропускную способность, а также управлять потоками электроэнергии для оптимальной загрузки ЛЭП электросетевого района. Применение ППТН без дополнительных источников реактивной мощности позволяет управлять потоками в сети не только активной, но и реактивной мощности, т. е. имеет более широкие функциональные возможности для регулирования режимов электросетевого района, чем применение ППТТ.

Ключевые слова: электропередачи и вставки постоянного тока; преобразователь тока; преобразователь напряжения; режим электрической сети.

Введение

Перегрузка отдельных элементов энергосистем (ЛЭП, трансформаторов) в некоторых режимах приводит к необходимости ограничения нагрузки потребителей, а также к нарушению устойчивости генераторов или отключению перегруженного оборудования. В то же время нередко в энергосистеме есть другие недогруженные элементы, выполняющие те же функции, что и перегруженные. Поэтому наряду с повышением пропускной способности линий электропередач при передаче электроэнергии актуально перераспределение потоков мощности в неоднородных сетях. Для этого сегодня используются эффективные средства на базе силовой электроники [1–3], в частности, применяются передачи (ППТ) и вставки постоянного тока (ВПТ) [1–6], которые могут быть выполнены как на основе преобразователей тока (ПТ), так и преобразователей напряжения (ПН). Стоимость последних выше. Однако и функциональные свойства ППТ в энергосистеме при этом раз-

ные. Может оказаться, что отличие в функциональных свойствах ППТТ и ППТН может потребовать дополнительного оборудования в энергосистеме с ППТТ. Рассмотрим разницу в возможностях управления режимами района электрической сети при переводе одной из двухцепных передач переменного тока на постоянный при применении первоначально концевых подстанций на базе ПТ, а затем и ПН.

Объект исследований, программа и методы исследований

Для анализа выбран электросетевой район горнозаводской зоны Южно-Уральской энергосистемы (рис. 1), в котором в некоторых режимах появляется перегрузка одних линий электропередач, в то время как другие, по которым энергия передается в том же направлении, недогружены. В районе есть крупный потребитель – завод АМЗ. Питающие его ЛЭП предельно загружены.

Рассчитываются электрические режимы элек-

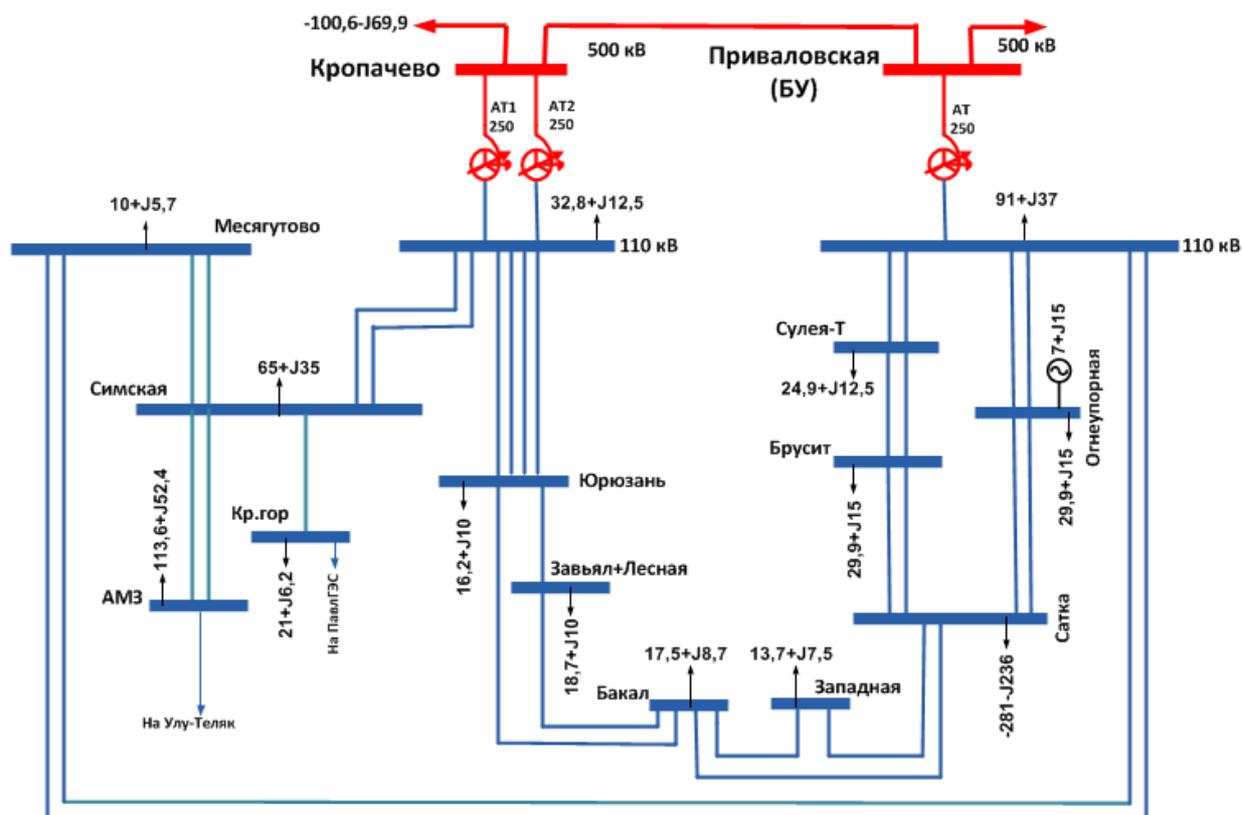


Рис. 1. Электросетевой район горнозаводской зоны Южно-Уральской энергосистемы

тротсетового района в программном комплексе RASTR.WIN. Наиболее загруженной оказалась двухцепная линия Кропачево – Симская, ее нагрузка по току в нормальных режимах составляет 74,2 % от длительно-допустимого тока. В режиме перспективных нагрузок ток увеличивается до 86 %, а в послеаварийных режимах при отключении одной из цепей ЛЭП Кропачево – Симская на 34 % выше допустимого, что вызывает необходимость отключения ряда потребителей. При этом другие ЛЭП, по которым электроэнергия передается в том же направлении, что и по линии Кропачево – Симская, слабо загружены.

Двухцепная ЛЭП переменного тока Кропачево – Симская переводится на постоянный ток. При этом дополнительных затрат на линию постоянного тока не требуется. Затраты необходимы на создание преобразовательных подстанций. Ожидается не только возможность управления перетоками мощности по ЛЭП, но и увеличение пропускной способности ЛЭП Кропачево – Симская при сохранении ее проводов.

Параметры ППТ при переводе двухцепной ЛЭП на постоянный ток

Передача постоянного тока Кропачево – Симская выполнена по биполярной схеме. При этом три фазы одной цепи преобразуются в положительный полюс ППТ, а три фазы другой цепи в отрицательный полюс. При равной нагрузке обеих

полуцепей ток в земле равен нулю, что исключает коррозию металлических конструкций, расположенных по трассе ЛЭП [7].

Параметры передачи:

- номинальное напряжение передачи, выбранное из условия сохранения изоляции ЛЭП, $U_d = 180$ кВ;

- номинальный ток передачи, выбранный из условия равенства сумме номинальных фазных токов одной цепи двухцепной ЛЭП, $I_{dном} = 555$ А;

- номинальная мощность передачи $P_{dном} = 100$ МВт;

- максимально-допустимая мощность передачи $P_{dmax} = 276$ МВт.

Передача постоянного тока на базе преобразователей тока

Основой типовых схем ПТ на ППТ является трехфазная мостовая схема с симметричной импульсно-фазовой системой управления тиристорами (СУТ). Схема работает только в двух квадрантах PQ -диаграммы. И в режиме выпрямления, и в режиме инвертирования преобразователи потребляют реактивную мощность, что может привести к дефициту реактивной мощности в районах энергосистемы, примыкающих к конечным подстанциям ППТТ [6]. Поэтому при вводе ППТТ в энергосистеме необходимо предусматривать регулируемые источники реактивной мощности. Тем не менее, такие ППТ получили широкое распространение.

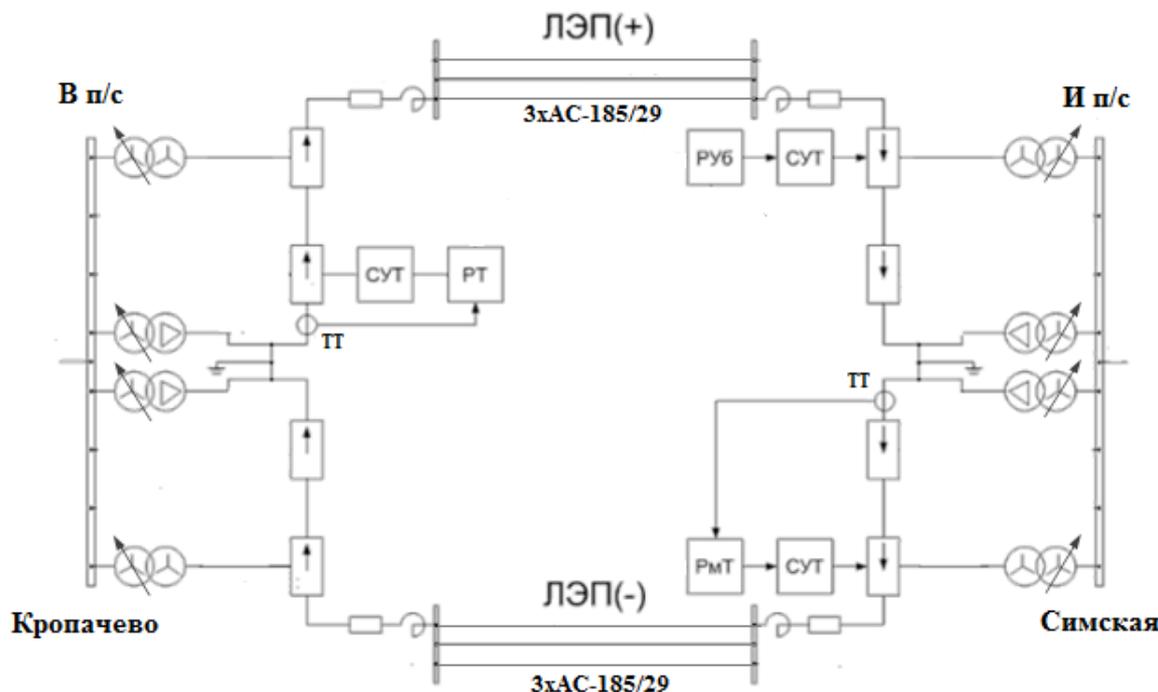


Рис. 2. Передача постоянного тока

Поэтому первоначально и рассмотрим режимы электросетевого района с ППТТ.

Силовые схемы и оборудование конечных подстанций ППТТ одинаковые (рис. 2). В каждом полюсе включено по одному двухмостовому преобразователю, каждый мост которого подключен к преобразовательному трансформатору, оборудованному РПН. Преобразователи тока генерируют в сеть высшие гармоники, для снижения которых схемы вторичных обмоток одних трансформаторов соединены в звезду, а других в треугольник. Для поддержания режимных параметров передачи в допустимых пределах на конечных подстанциях устанавливаются регуляторы: максимального тока (РТ) на всех преобразователях выпрямительной подстанции, и минимального тока (РМТ), а также угла δ инверторов (РУД) на всех преобразователях инверторной подстанции. Для снижения реактивной мощности, потребляемой в длительных режимах выпрямительной и инверторной подстанцией, с помощью РПН изменяется напряжение обмоток трансформаторов, связанных с преобразователями, так, чтобы углы управления тиристорами в режиме выпрямления α и в режиме инвертирования β были минимально допустимыми.

Расчет нормального режима показал, что электроэнергия передается к подстанции Симская, следовательно, подстанция Кропачево потребляет мощность из сети и в составе ППТТ работает в режиме выпрямления, а Симская выдает в сеть активную мощность и, следовательно, в составе ППТТ работает в режиме инвертирования. Разница потребляемой из сети и инвертируемой в сеть активной мощности равна потерям на ППТТ.

Программный комплекс RASTR.WIN дает возможность рассчитать режимы сети, содержащей ППТ, однако, необходимые для исследования параметры режима передачи при этом не отображаются в окнах интерфейса. Ввод передачи постоянного тока в программный комплекс RASTR.WIN осуществлялся, во-первых, путем исключения из схемы сетевого района электропередачи переменного тока, которая переводится на постоянный ток, и, во-вторых, изменением расчетных мощностей в узлах примыкания передачи постоянного тока. При этом потребляемая ППТТ со стороны выпрямительной подстанции активная P_B и реактивная Q_B мощности и выдаваемая активная P_I и потребляемая реактивная Q_I мощности инверторной подстанции, а также другие параметры режима ППТТ, такие как ток передачи I_d , напряжения вентильных обмоток трансформаторов E_{2B} , E_{2I} , углы коммутации γ_B , γ_I и угол опережения включения вентиля инверторов β , вычисляются в программе DCT [8], разработанной на кафедре «Электрические станции, сети и системы» Южно-Уральского государственного университета (табл. 1 и 2). При этом во всех длительных режимах работы передачи угол регулирования на выпрямительной подстанции α поддерживают на уровне 10 град. эл., угол δ инверторов 15 град. эл. [6].

В таком режиме загрузка по току ЛЭП составляет 50 % от допустимой, однако напряжения в узлах сети снижаются до недопустимых значений, так как ПТ потребляют из сети большую реактивную мощность. На преобразовательных подстанциях приходится устанавливать дополнительные источники реактивной мощности (ИРМ). Для

Таблица 1

Параметры ППТТ рабочего режима выпрямительной подстанции

P_B , МВт	$U_{дВ}$, кВ	$I_{д}$, А	$E_{2В}$, кВ	γ_B , град. эл.	Q_B , МВАр
-142,8	184	776	20,81	14,8	-26,17

Таблица 2

Параметры ППТТ рабочего режима инверторной подстанции

P_I , МВт	$U_{дИ}$, кВ	$E_{2И}$, кВ	β , град. эл.	γ_I , град. эл.	Q_I , МВАр
139,7	180	20,74	25	10	-50,86

Таблица 3

Параметры режима концевых подстанций при изменении активной мощности ППТТ

P_B , МВт	P_I , МВт	Q_B , МВАр	Q_I , МВАр	$Q_{ирм.в}$, ВАр	$Q_{ирм.и}$, ВАр	ΔP , МВт
-35	34,8	-6,4	-9,3	6,4	139,8	29,39
Месягутово – Симская 100 %						
-40	39,7	-7,33	-10,86	7,33	136,63	26,42
Месягутово – Симская 96,3 %						
-50	49,6	-9,16	-14,1	9,16	130,2	22,79
Месягутово – Симская 87,8 %						
-101,5	100	-18,6	-31,65	18,6	109,7	10,24
Перегруженных линий нет						

того, чтобы напряжения в узлах сети были в допустимом диапазоне, мощность, генерируемая ИРМ на выпрямительной подстанции, составляет $Q_{ирм.в} = 51$ МВАр, а инверторной $Q_{ирм.и} = 105,92$ МВАр.

В электросетевом районе с электропередачей постоянного тока появляется возможность регулирования и, следовательно, перераспределения потоков мощности. В табл. 3 представлены параметры ряда режимов такой передачи при регулировании значения передаваемой активной мощности P_B . Здесь же приводятся и суммарные потери в сетевом районе – ΔP и загрузка ЛЭП Месягутово – Симская. Для снижения реактивной мощности, потребляемой преобразователями, в каждом из режимов устанавливается отпайка трансформатора, обеспечивающая минимальное значение углов управления преобразователями α и β .

При передаче активной мощности 35 МВт по линии постоянного тока большая часть мощности протекает по сети переменного тока, что приводит к 100 % загрузке по току линии Месягутово – Симская. При увеличении передаваемой по ППТТ активной мощности снижаются загрузка по току других ЛЭП в сети переменного тока и, следовательно, активные потери в сети, что является важным фактором. При передаче номинальной мощности в сети переменного тока отсутствуют перегруженные линии.

Передача постоянного тока на базе преобразователей напряжения

В отличие от ПТ преобразователь напряжения, сочетая систему импульсно-фазового и широтно-импульсного управления вентилями, может работать во всех четырех квадрантах PQ -диа-

граммы, и поэтому он характеризуется гораздо большими возможностями регулирования потоками электроэнергии [2, 3, 5, 9]. На концевых подстанциях ППТН устанавливаются регуляторы активной мощности, изменяющие угол сдвига между векторами напряжения сети и напряжения, создаваемого ПН [10]. Также на концевых подстанциях устанавливаются регуляторы реактивной мощности, которые с помощью широтно-импульсной модуляции (ШИМ) изменяют величину напряжения преобразователя [10]. При этом достигается либо режим генерации, либо потребления реактивной мощности. При применении ШИМ кривая переменного напряжения выпрямителя и инвертора формируется в виде импульсов, промодулированных по синусоидальному закону. Применение ШИМ обеспечивает минимальное содержание высших гармоник с частотами, близкими к основной гармонике.

Используя такие функциональные возможности концевых подстанций, выполненных на ПН, рассмотрим варианты режимов электрической сети с передаваемой по передаче мощности по величине такой же, как и в ранее рассмотренных режимах с ППТТ. При работе передачи постоянного тока с номинальной активной мощностью и отсутствующей реактивной получаем следующую загрузку ЛЭП (в процентах от допустимого тока): АМЗ – Симская – 121,7 %; Месягутово – Приваловская 82,8 %, АМЗ – Улу-Теляк – 81,2 %; Месягутово – Симская – 122,9 %. При этом напряжения в узлах ниже допустимых. Таким образом, концевые подстанции должны работать, выдавая реактивную мощность для восстановления нормально-го режима сети. Поэтому, не выходя за границы

Таблица 4

Параметры режима конечных подстанций при изменении активной мощности ППТН

P_B , МВт	P_{II} , МВт	Q_B , МВАр	Q_{II} , МВАр	ΔP , МВт
-35	34,8	-95,34	134,3	29,39
Месягутово – Симская 100 %				
-40	39,7	-94,23	130,44	26,42
Месягутово – Симская 96,3 %				
-50	49,6	-92,56	121,1	22,79
Месягутово – Симская 87,8 %				
-101,5	100	-82,1	82,1	10,24
Перегруженных линий нет				

PQ -диаграмм преобразователей, начинаем снижать активную мощность, передаваемую ППТН, увеличивая реактивную мощность, генерируемую конечными подстанциями в сеть.

Реактивную мощность могут генерировать или потреблять ПН конечных подстанций. Дополнительных источников реактивной мощности не требуется. В табл. 4 приведены параметры режима передачи постоянного тока при регулировании значения активной мощности P_B и реактивной мощности Q_B только преобразователями напряжения. При этом напряжения в узлах сети поддерживаются в допустимом диапазоне.

Результаты исследования

Перевод двухцепной ЛЭП Кропачево – Симская с переменного на постоянный ток увеличивает пропускную способность ЛЭП, что позволяет избежать перегрузки линии в послеаварийных режимах. При этом появляется дополнительная возможность регулирования режимов электросетевого района. В частности, это позволяет получать режимы с минимальными потерями электроэнергии в сети. По сравнению с ППТТ применение ППТН позволяет достичь эффекта без применения дополнительных источников реактивной мощности.

Несмотря на явные преимущества в управлении режимами электрической сети при переводе одной из ее электропередач на постоянный ток, окончательное решение может быть принято только в результате технико-экономического сравнения вариантов. При этом учитывается, что без перевода электропередачи на постоянный ток потребуются дополнительные капитальные вложения на строительство новой ЛЭП или увеличение пропускной способности существующей ЛЭП и дополнительные затраты на увеличение мощности конечных подстанций. При переводе двухцепной ЛЭП на постоянный ток на ЛЭП дополнительных вложений не требуется, но существенно увеличивается стоимость конечных подстанций, которые окажутся разными для ППТТ и ППТН. Но при переводе электропередачи на постоянный ток существенно изменяются возможности управления как рабочими, так аварийными режимами сети. И эти новые возможности также разные для сети с ППТТ

и ППТН. И эта разница может быть настолько существенной, что вариант с переводом электропередачи переменного тока на постоянный окажется предпочтительным.

Заключение

Сравнение передачи постоянного тока на базе ПТ и ПН показало, что ППТН характеризуется большими функциональными возможностями. Работа ПТ сопровождается дефицитом реактивной мощности в электрической сети. Это приводит к значительному снижению напряжений в узлах сети. Для восстановления напряжения необходимо устанавливать на преобразовательных подстанциях дополнительные источники реактивной мощности. Также работа ПТ приводит к появлению в сети высших гармоник. Иначе ведут себя ПН, оснащенные регуляторами активной мощности и ШИМ. Возможность работать во всех четырех квадрантах PQ -диаграммы позволяет, не применяя дополнительные источники реактивной мощности, вести оптимальное управление режимами сети.

Литература

1. Ситников, В.Ф. Совершенствование методов и средств управления режимами энергетических систем на основе элементов гибких электропередач (FACTS): автореф. дис. ... д-ра техн. наук / В.Ф. Ситникова. – Иваново: Изд-во ИГЭУ, 2009. – 34 с.
2. Рыжов, Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учеб. для вузов / Ю.П. Рыжов. – М: Издат. дом МЭИ, 2007. – 488 с.
3. Виджей К. Суд. HVDC and FACTS Controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах: пер. с англ. / Виджей К. Суд. – М.: НП «НИИА», 2009. – 344 с.
4. Корбуков, Н.В. Допустимые длительные режимы передачи постоянного тока на базе преобразователей напряжения / Н.В. Корбуков, М.Е. Гольдштейн // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф. – 2013. – Т. 1. – С. 148–151.
5. Булатов, Б.Г. Особенности моделирования передачи постоянного тока на базе преобразователя напряжения в составе электрической сети /

Б.Г. Булатов, М.Е. Гольдштейн, Н.В. Корбуков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2014. – Т. 14, № 34. – С. 31–36.

6. Кочкин, В.И. Преобразователь напряжения как управляемый элемент электрических сетей / В.И. Кочкин, М.В. Пешков, Д.В. Романенко // Известия НИИИПТ. – 2004. – № 60. – С. 128–146.

7. Barker, C. HVDC for beginners and beyond / C. Barker. – http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b4_rus/library/ALSTOM_HVDC_for_Beggинners_and_Beyond.pdf (дата обращения: 01.12.2018).

8. Гольдштейн, М.Е. Системы с силовыми полупроводниковыми преобразователями: метод. указания к лабораторным работам / М.Е. Гольдштейн, Р.В. Гайсаров. – Челябинск: ЧГТУ, 1996. – 73 с.

9. Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий / В.И. Кочкин, О.П. Нечаев. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 248 с.

10. Eriksson, K. HVDC Light Experiences applicable for power transmission from offshore wind power parks / K. Eriksson, C. Liljegren, K. Sobrink. – http://cleps.se/upload/HVDC_Light_Experiences.pdf (дата обращения: 01.12.2018). DOI: 10.2514/6.2004-1010

Гольдштейн Михаил Ефимович, канд. техн. наук, профессор, профессор кафедры «Электрические станции, сети и системы электроснабжения», Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск; susu-meg@mail.ru.

Желнина Ксения Валерьевна, магистрант, кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения», Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск; zhelnina00@list.ru.

Поступила в редакцию 13 декабря 2017 г.

DOI: 10.14529/power180201

FEATURES OF WORKING AND POSTFAULT OPERATION MODES OF ELECTRICAL GRIDS WITH DIRECT CURRENT TRANSMISSION BASED ON CURRENT AND VOLTAGE SOURCE CONVERTERS

M.E. Gol'dshteyn, susu-meg@mail.ru,

K.V. Zhelnina, zhelnina00@list.ru

South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation

The power industry has a number of relevant tasks concerning managing the modes of electric power systems: increasing the transmission capacity of lines, providing sustainability, redistribution of power between non-uniform grids. This issue can be resolved by implementing high voltage direct current (HVDC) transmission and Back to Back (BB), which might be based either on a current source converter (CSC) or on a voltage source converter (VSC). To date, the information on the differences between CSC and VSC based HVDCs as the power system modes control elements.

The study concerns the electric grid region of the mining zone of the South Urals energy system. RASTR.WIN program package is used to calculate the modes of the electrical network - the HVDC based on CSC and VSC models are constructed. Perspective loads of the electric grid area are characterized with unacceptable overload on the current of some lines, as well as a non-optimal distribution of electricity in the network. One of two-circuit lines was found to be overloaded. A decision has been made to convert it to direct current while subsequently studying the difference in regulating the regimes when it is performed in accordance with both CSC and VSC schemes.

The transfer of power transmission to direct current allows for the increase in its capacity, control of the electric power flows for optimal loading of electric grid lines. The use of VSC does not require any additional sources of reactive power and allows controlling the flows of both active and reactive power in the network, i.e. it has broader functional capacities of the electric grid region modes control compared to the use of CSC.

Keywords: high voltage direct current transmission, Back to Back; current source converter; voltage source converter; regime of the electrical grid.

References

1. Sitnikov V.F. *Sovershenstvovanie metodov i sredstv upravleniya rezhimami energeticheskikh sistem na osnove elementov gibkikh elektroperedach (FACTS)* [Improvement of Methods and Control Facilities for the Modes of Power Systems on the Basis of Elements of Flexible Alternative Current Transmission Systems (FACTS)]. Abstract of doct. diss., Ivanovo, 2009. 34 p.
2. Ryzhov Yu.P. *Dal'nie elektropredachi sverkhvysokogo napryazheniya: uchebnik dlya vuzov* [Distant Electricity Transmissions of Ultrahigh Voltage: the Textbook for Higher Education Institutions]. Moscow, Moscow Power Institute Publ., 2007. 488 p.
3. Vidzey K. Sood. *HVDC and FACTS Controllers: Application of Static Converters in Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, 2009. 344 p.
4. Korbukov N.V., Gol'dshteyn M.E. [The Admissible Long Modes of Transfer of Direct Current on the Basis of Voltage Source Converter]. *Power Industry Youth Eyes: Scientific Works of the Fourth International Scientific and Technical Conference*, 2013, vol. 1, pp. 148–151. (in Russ.)
5. Bulatov B.G., Gol'dshteyn M.E., Korbukov N.V. [Modelling Features of VSC–HVDC Transmission Embedded in AC System]. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2014, vol. 14, no. 4, pp. 31–36. (in Russ.)
6. Kochkin, V.I., Peshkov M.V., Romanenko D.V. [Voltage Source Converter as the Operated Element of Electrical Grids]. *Izvestiya NIPT* [Founder of Russia], 2004, no. 60, pp.128–146. (in Russ.)
7. Barker C. *HVDC for Beginners and Beyond*. Available at: http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b4_rus/library/ALSTOM_HVDC_for_Begginers_and_Beyond.pdf (accessed 01.12.2018).
8. Gol'dshteyn M.E., Gisarov R.V. *Sistemy s silovimy poluprovodnikovimy preobrazovatelyamy* [Power Semiconductor Converter Systems: Guidelines for Laboratory Works]. Chelyabinsk, ChSTU Publ., 1996. 73 p.
9. Kochkin V.N., Nechaev O.P. *Primenenie staticheskikh kompensatorov reaktivnoy moshchnosti v elektricheskikh setyakh energosistem i predpriyatiy* [Use of Static Compensators of Jet Power in Electrical Grids of Power Supply Systems and the Enterprises]. Moscow, Scientific Center ENAS Publ., 2002. 248 p.
10. Eriksson, K., Liljegren C., Sobrink K. *HVDC Light Experiences Applicable for Power Transmission from Offshore Wind Power Parks*. Available at: http://cleps.se/upload/HVDC_Light_Experiences.pdf (accessed 01.12.2018). DOI: 10.2514/6.2004-1010

Received 13 December 2017

ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Гольдштейн, М.Е. Особенности регулирования рабочих и послеаварийных режимов электрических сетей с передачей постоянного тока на базе преобразователей тока и напряжения / М.Е. Гольдштейн, К.В. Желнина // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 5–11. DOI: 10.14529/power180201

FOR CITATION

Gol'dshteyn M.E., Zhelnina K.V. Features of Working and Postfault Operation Modes of Electrical Grids with Direct Current Transmission Based on Current and Voltage Source Converters. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2018, vol. 18, no. 2, pp. 5–11. (in Russ.) DOI: 10.14529/power180201