

УДК 621.314

ПРОБЛЕМЫ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ОЭС УРАЛА

Газизова М.И., аспирант;

Смоловик С.В., д-р техн. наук, профессор,

заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем,

Научно-технический центр Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС), г. Санкт-Петербург

Рассмотрены проблемы компенсации реактивной мощности энергосистемы Урала, произведен расчет степени компенсации реактивной мощности энергосистемы, приведены рекомендации по установке управляемых шунтирующих реакторов.

Ключевые слова: *единая энергосистема, объединенная энергосистема, компенсация реактивной мощности, шунтирующий реактор, управляемый шунтирующий реактор, линия электропередачи.*

ISSUES OF REACTIVE POWER COMPENSATION AT URALS BULK ELECTRICITY SYSTEMS

Gazizova M.I., post graduate;

Smolovik S.V., Dr. habil. of technical sciences, professor, deputy head of power systems design and

development department, Scientific and Research Centre of United bulk electricity system (R&D Centre of Unified Energy System), city of St. Peterburg

The issues of reactive power compensation at Urals bulk electricity system have been reviewed, calculation of bulk electricity system reactive power compensation degree has been conducted, recommendations for controlled shunt reactors installation have been proposed.

Key words: *United bulk electricity system, consolidated power system, reactive power compensation, shunt reactor, controlled shunt reactor, power transmission line.*

Непрерывное развитие электрических сетей высокого напряжения (220 кВ и выше) ЭЭС России приводит к необходимости установки средств компенсации реактивной мощности (КРМ). Вопросы целесообразности установки средств КРМ и выбор мест их установки являются особенно актуальными в энергосистемах, характеризующихся наличием значительного числа ЛЭП сверхвысокого напряжения большой протяженности. Одной из таких энергосистем является ОЭС Урала. Компенсация реактивной мощности в сети относится, главным образом, к оптимизационной задаче.

По данным [1], к началу 2012 г. в эксплуатации в России в сетях 35-110-220-330-500 кВ и в перспек-

тивной установке насчитывается уже более 60 управляемых шунтирующих реакторов (УШР) мощностью 10–180 МВ·Ар, в том числе более 30 УШР класса напряжения 220–500 кВ. В настоящее время потребность в КРМ в России и странах СНГ достигает 40–50 ГВ·Ар. Управляемые шунтирующие реакторы имеют ряд преимуществ перед аналогичными неуправляемыми устройствами, среди которых: плавное регулирование величины реактивной составляющей с неограниченным ресурсом возможных изменений; возможность нормированной перегрузки УШР до 130% и кратковременной перегрузки до 200%; более низкий уровень потерь; в 1,5–

3 раза, существенно более низкая стоимость. В [1] указано, что частичная реализация установок управляемых устройств компенсации реактивной мощности на отдельных подстанциях в некоторых энергосистемах (в Сибири на нефтегазовых разработках) доказала эффективность данных устройств. Установка регулируемых устройств КРМ обеспечила стабилизацию напряжения и значительное снижение числа коммутаций существующего оборудования.

Для исследования проблем компенсации реактивной мощности и управления режимами напряжений в сетях 220–500 кВ рассмотрена перспективная расчетная модель и балансы мощности энергосистемы Урала на период 2013–2020 гг. Перспективная расчетная модель ОЭС Урала выполнена на основе режимов контрольных замеров 2012 г. и в соответствии с [2, 3].

Электроэнергетический комплекс ОЭС Урала образуют 151 электростанция мощностью 5 МВт и выше, суммарной установленной мощностью более 46 тыс. МВт, 1166 подстанций класса напряжения 110–500 кВ и 1919 линий электропередачи 110–500 кВ, общей протяженностью более 100 тыс. км. Электрическая сеть ОЭС Урала представляет собой многокольцевую систему 500 кВ, соединяющуюся межсистемными ВЛ 500 кВ с объединенными энергосистемами Центра, Средней Волги, Сибири и ЕЭС Казахстана. Из объединенной энергосистемы Урала осуществляется экспорт мощности в Единую энергосистему (ЕЭС) Казахстана.

В состав ОЭС Урала входит девять энергосистем: Башкирская, Кировская, Курганская, Оренбургская, Пермская, Свердловская, Тюменская, Челябинская и Удмуртская. Протяженность электрических сетей ОЭС Урала напряжением 110–500 кВ составляет: 110 кВ – 83 240 км; 220 кВ – 21 580 км; 500 кВ – 12 855 км. Характерной особенностью энергосистемы является наличие линий электропередачи большой протяженности (на напряжении 500 кВ – существует ВЛ длиной 410 км, планируется к вводу ВЛ длиной 515 км; на напряжении 220 кВ – соответственно 230 и 340 км).

Как известно [4], уровни напряжения в узлах зависят от балансов реактивной мощности. В узлах электросети, дефицитных по реактивной мощности, уровни напряжения часто ниже желаемых.

В районах с избыточной реактивной мощностью напряжения могут превышать допустимые значения. Наиболее проблемной частью ОЭС Урала с этой точки зрения является Тюменская энергосистема. Данная энергосистема охватывает территории Ханты-Мансийского автономного округа Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа и собственно Тюменской обл., которые входят в операционную зону Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала (далее – ОЭС Урала).

Известно, что потребление реактивной мощности негативно сказывается на генераторном оборудовании. Турбогенераторы могут вырабатывать до 80% реактивной мощности по отношению к активной, а потреблять только до 30–40% при ограничении активной мощности до 40%. Такое сильное ограничение по потреблению реактивной мощности турбогенераторами связано с дополнительным нагревом активной стали и конструктивных элементов торцевых зон статора, бандажных колец лобовых частей обмотки возбуждения, торцевых щитов корпуса генератора.

Для компенсации зарядной мощности сети 500 кВ в настоящее время в ОЭС Урала установлено 49 шунтирующих реакторов единичной мощности 180 МВ·Ар, т.е. 8820 МВ·Ар, когда необходимо скомпенсировать 13 098 МВ·Ар. Таким образом, общая степень компенсации зарядной мощности линий высокого напряжения 500 кВ составляет 67%, и является недостаточной.

Следуя рекомендациям [5] при выборе средств компенсации зарядной мощности ВЛ 500 кВ необходимо обеспечить:

- ◆ 80–100% компенсацию зарядной мощности;
- ◆ уровень напряжений в сети не выше наибольшего рабочего напряжения электрооборудования;
- ◆ напряжение на разомкнутом конце линии в режиме одностороннего включения не выше 1,07 от наибольшего рабочего напряжения на время до 60 мин.;
- ◆ с учетом следующих ограничений на режим работы генераторов: для синхронных турбогенераторов единичной мощностью 100–300 МВт, а также гидрогенераторов с водяным охлаждением обмоток прием реактивной мощности не допускается в нормальных режимах;
- ◆ для синхронных турбогенераторов мощностью 500, 800, 1000, 1200 МВт прием реак-

тивной мощности не допускается в любых режимах.

Строительство протяженных линий электропередачи, характерных для ОЭС Урала, приводит к возникновению районов, характеризующихся вероятностью повышения напряжения сверх допустимых значений.

Расчет перспективных режимов летних минимальных нагрузок до 2020 г. выявил узлы Тюменской энергосистемы, в которых наблюдается интенсивное потребление реактивной мощности генерирующими узлами. Список таких узлов представлен в табл. 1 и 2. В ходе исследования также выявлены узлы, в которых величина напряжения близка к максимальной, а при аварийном отключении СКРМ и выводе в ремонт существующего оборудования – превышают допустимые значения напряжения (табл. 3).

Результаты расчета установившихся режимов работы показывают, что существующих управляемых шунтирующих реакторов на ПС 500/220 кВ Надым и ПС 220 кВ Уренгой недостаточно для компенсации зарядной мощности протяженных линий электропередачи Ямало-Ненецкого автономного округа. В послеаварийных режимах, а также в период ремонта (как правило, выполняемого в летний сезон) существующих шунтирующих реакторов, напряжения на концах протяженных линий электропередачи приближаются к максимально допустимым значениям, а в некоторых случаях значительно превышают величину максимально допустимого уровня напряжения.

Уровни напряжений в узлах для режимов зимних максимальных нагрузок приведены в табл. 4.

Данные табл. 4 показывают, что наличие существующих устройств компенсации реактив-

Таблица 1

Узлы с отрицательной и нулевой величиной реактивной составляющей мощности по состоянию ОЭС Урала на 2013 г.

Узел	Pr	Qr
Сургутская ГРЭС-1 (220 кВ)	738	-45
Уренгойская ГРЭС (220 кВ)	500	0
Ванкорская ГТЭС (220 кВ)	200	0
Уренгойская ГРЭС Промплощадка (110 кВ)	24	0

Таблица 2

Узлы с отрицательной и нулевой величиной реактивной составляющей мощности по состоянию ОЭС Урала на 2020 г.

Узел	Pr	Qr
Сургутская ГРЭС-1 (220 кВ)	738	-77,9
ПЭС Надым, ПЭС Казым (220 кВ)	323,5	-87,50
ГТЭС Ямбург (110 кВ)	120	0
Ноябрьская ПГЭ (110 кВ)	93	0
ПС Уренгой (220 кВ)	73	-100

Таблица 3

Узлы, характеризующиеся повышением напряжения в режиме летних минимальных нагрузок ОЭС Урала в 2020 г. при выводе в ремонт УШР на ПС 500/220 кВ Надым и ПС 220 кВ Уренгой

Узел	U, кВ		
	с учетом существующих УШР на ПС 500/220 кВ Надым, ПС 220 кВ Уренгой	при ремонте или аварийном отключении УШР на ПС 500/220 кВ Надым, ПС 220 кВ Уренгой	с учетом предлагаемых УШР на ПС 500/220 кВ Славянская, ПС 220 кВ Салехард
Салехард	247,04	254,07	217,6
Славянская	250,9	257,88	225,69
Уренгой	241,32	250	245,6
Надым	245,11	251,66	246,4

Таблица 4

Значения напряжений в режиме зимних максимальных нагрузок в узлах с повышенными напряжениями ОЭС Урала в 2020 г.

Узел	U, кВ		
	с учетом существующих УШР	при ремонте или аварийном отключении существующих УШР	с учетом предлагаемых УШР на ПС 500/220 кВ Славянская, ПС 220 кВ Салехард
Салехард	229,76	247,8	221,4
Славянская	245	248,9	221,3
Уренгой	232	242,5	237,15
Ермак	239,68	247,8	234,73
Надым	232	247,3	239,18

Таблица 5

Напряжения в режиме летних минимальных нагрузок ОЭС Урала в 2020 г. при нулевых перетоках по ВЛ 220 кВ Надым – Салехард, ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская

Узел	U, кВ			
	с учетом сущ. ШР/УШР	при ремонте или аварийном отключении одного ШР/УШР	с уч. предлагаемых УШР на ПС 500/220 кВ Славянская, ПС 220 кВ Салехард	
			с учетом существующих УШР	при ремонте или аварийном отключении одного УШР
Салехард	262,4	267	220,	231,62
Славянская	254,8	261,8	229,1	229,4
Уренгой	241,6	250	239,4	245,9
Ермак	251,5	258,43	240,3	240,6
Надым	245,6	250	235,3	247,7

ной мощности, рекомендованных на основе анализа режимов летних минимальных нагрузок, не вызывают заметного снижения напряжения в режимах зимних максимальных нагрузок.

Кроме того, уровни напряжения в узлах Тюменской энергосистемы при выводе в ремонт существующих УШР значительно повышаются. Для поддержания напряжения на уровне, не превышающем максимальное рабочее напряжение на ПС 220 кВ Салехард в режимах зимних максимальных нагрузок, достаточно установки устройства компенсации реактивной мощности 50 МВ·Ар, а в летних режимах необходима установка СКРМ 100 МВ·Ар. В связи с этим предлагается установка управляемого шунтирующего реактора, способного регулировать величину реактивной мощности в зависимости от конфигурации и режима работы сети.

При нулевых перетоках по ВЛ 220 кВ Надым – Салехард и ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская существует вероятность превышения максимально допустимых значений напряжения на ПС 220 кВ Салехард и на ПС 220 кВ Славянская. Результаты расчета режима летних минимальных нагрузок при нулевых перето-

ках ВЛ 220 кВ Надым – Салехард приведены в табл. 5.

В связи с ростом величин перетоков мощности уровни напряжений в режиме зимних максимальных нагрузок остаются допустимыми и без средств компенсации реактивной мощности. Однако существует вероятность повышения напряжения до значений, близких к максимально допустимым, особенно при выводе существующих реакторов в ремонт на подстанциях данного района, а также в послеаварийных режимах.

Для ПС 220 кВ Славянская и ПС 220 кВ Салехард предлагается установка управляемых шунтирующих реакторов, которые в отличие от неуправляемых ШР позволяют обеспечить компенсацию реактивной составляющей мощности при разных суточных графиках загрузки электросети.

В настоящей статье была рассмотрена целесообразность установки управляемых шунтирующих реакторов на подстанциях 220 кВ и выше ОЭС Урала. Показано, что в послеаварийных режимах работы существующих устройств компенсации реактивной мощности в сети 220 кВ, а также в режимах летних минимальных нагрузок значения напряжений превышают максималь-

ное рабочее напряжение на подстанциях Тюменской энергосистемы в районе Ямало-Ненецкого автономно-го округа. Предложена установка дополнительных управляемых шунтирующих реакторов номинальной мощностью 100 МВ·Ар на ПС 220 кВ Славянская и 100 МВ·Ар на ПС 220 кВ Салехард.

В условиях суточных и сезонных изменений режимов работы Тюменской энергосистемы и ОЭС Урала в целом, функционирования протяженных линий электропередач установка управляемых шунтирующих реакторов не является целесообразной.

Приведенные в статье рекомендации могут быть использованы при проектировании и развитии схем электроснабжения Тюменской энергосистемы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Брянцев А.М., Базылев Б.И., Лурье А.И.** и др. Стабилизация напряжения сети управ-

ляемыми подмагничиванием реакторами и конденсаторными батареями // Электрические станции. – 2013. – №6. – С. 40–47.

2. **Схема и программа развития** Единой энергетической системы России на период 2013–2019 гг. Проект, февраль 2013.

3. **Инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013–2017 гг.** Утверждена приказом Минэнерго России №531 от 31.10.2012.

4. **Воротницкий В.Э., Рабинович М.А., Какowski С.К.** Оптимизация режимов электрических сетей 220–750 кВ по реактивной мощности и напряжению // Энергия единой сети. – 2013. – №3. – С. 50–59.

5. **Руководящие указания по выбору** средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110–1150 кВ.

6. **Дмитриев М.В., Карпов А.С., Шескин Е.Б.** и др. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы / Под ред. Евдокуни-на Г.А. – СПб.: Родная Ладога, 2013. – 512 с.

УНИВЕРСАЛЬНОЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ РУКОВОДИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЦЕХОВ

<http://electro.panor.ru>

Электро
ЦЕХ



На правах рекламы



индексы

12531

84816

В каждом номере: практические рекомендации по организации работы электроцехов, безаварийной и экономичной работе электрооборудования; проверка и ремонт; оптимизация работы электроцехов; нормирование, оплата и охрана труда электриков; повышение квалификации персонала; советы профессионалов; зарубежный и отечественный опыт; ежемесячные обзоры новинок промышленной электротехники и многое другое.

Наши эксперты и авторы: Земцов А.С., директор по инжинирингу ОАО «Электrozавод»; Максимов Б.К., проф. МЭИ; Матюшин В.А., исполнительный директор НПП «СпецТех»; Николаев П.А., гл. инженер ОАО «Электрокабель. Кольчугинский завод»; Раскулов Р.Ф., ведущий конструктор ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока»; Аксенов В.Н., генеральный директор Усть-Каменогорского конденсаторного завода; Матвеев М.В., директор по развитию пусконаладочной фирмы «ЭЗОП» и многие другие ведущие специалисты в области эксплуатации электрооборудования.

Председатель редакционного совета — Киреева Э.А., проф. Институ-

та повышения квалификации «Нефтехим».

Издается при информационной поддержке Московского энергетического института и Российской инженерной Академии.

Ежемесячное издание.

Распространяется по подписке и на отраслевых мероприятиях.

ОСНОВНЫЕ РУБРИКИ

- Оптимизация работы электроцехов
- Приборы и электрооборудование
- Диагностика и испытания
- Энергосбережение
- Обмен опытом
- Автоматизация. Системы автоматизации и телемеханики
- Эксплуатация и ремонт. Продление срока службы электрооборудования
- Мастер-класс
- Нормирование и оплата труда
- Охрана труда и ТБ
- Организация труда в электроцехах
- Повышение квалификации

Для оформления подписки через редакцию необходимо получить счет на оплату, прислав заявку по электронному адресу podpiska@panor.ru или по факсу (495) 664-2761, а также позвонив по телефонам: (495) 749-2164, 749-4273.