

УДК 62-533.7

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

А.В. Рахаев

Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

***Аннотация.** Предотвращение и ликвидация аварийных режимов, а также уменьшение потерь энергии в электрических сетях являются актуальными задачами. Решение данных задач в некоторых ситуациях напрямую связано с регулированием напряжения. Повышение надежности работы электроэнергетической системы, оборудования электростанций и подстанций, а также снижение потерь в электрических сетях требуют оптимального регулирования напряжения. В связи с непрерывно меняющейся схемно-режимной обстановкой в электроэнергетических системах, высокой загруженностью диспетчерского и оперативного персонала, особенно в периоды ремонтной кампании, необходимостью учета ряда факторов, влияющих на режим работы электроэнергетической системы, регулирование напряжения диспетчерским и оперативным персоналом «вручную» нецелесообразно, необходима автоматизация процесса регулирования напряжения в электрических сетях.*

В статье рассмотрены применяемые в настоящее время принципы регулирования напряжения в электрической сети Единой энергетической системы России, изложены основные практические задачи, связанные с регулированием напряжения. Для решения перечисленных задач предложено создание специальной режимной автоматики, а именно централизованной системы автоматического регулирования напряжения. Разработаны структура и алгоритм работы централизованной системы автоматического регулирования напряжения.

Реализация централизованной системы автоматического регулирования напряжения в Единой энергетической системе России позволит снизить потери электроэнергии, а также обеспечить допустимые уровни напряжения по требованиям качества электроэнергии и условиям работы изоляции электрооборудования и предотвратить (ликвидировать) недопустимые токовые перегрузки линий электропередачи и оборудования в тех случаях, когда выполнение данной задачи с использованием существующих средств затруднено. Реализация такой автоматики также позволяет разгрузить диспетчерский и оперативный персонал.

***Ключевые слова:** автоматизация регулирования напряжения, управляющий вычислительный комплекс, расчетная модель оценивания состояния, оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности, график напряжения.*

Введение

В настоящее время сохраняют актуальность такие задачи, как повышение надежности работы Единой энергетической системы (ЕЭС) России и улучшение качества электрической энергии. Для их решения необходимы контроль параметров электроэнергетического режима и регулирование их в допустимых пре-

Рахаев Александр Валерьевич, аспирант.

делах. Одним из таких параметров является напряжение на распределительных устройствах объектов электроэнергетики ЕЭС России.

Существующие принципы регулирования напряжения в ЕЭС России

Для контроля и регулирования уровней напряжения в ЕЭС России филиалами АО «СО ЕЭС» в пределах собственных операционных зон назначаются контрольные пункты по напряжению и задаются графики напряжения в них. Как правило, контрольными пунктами являются системы (секции) шин напряжением 110 кВ и выше подстанций и электростанций. В таблице показан пример графика напряжения. Он представляет собой верхнюю и нижнюю границы на каждый час суток. Диспетчерский персонал контролирует, чтобы уровни напряжения в контрольных пунктах не выходили за границы графика напряжения.

График напряжения в контрольном пункте

Объект	Класс напряжения, кВ	Граница	Час суток						
			1	2	3	...	22	23	24
Подстанция 500 кВ А	500	Верхняя	525	525	525	525	525	525	525
		Нижняя	490	490	490	490	490	490	490

При необходимости диспетчерский персонал дает команды на регулирование напряжения следующими способами:

- 1) изменение уставок по напряжению в автоматических регуляторах возбуждения (АРВ) генераторов электростанций;
- 2) переключение ответвлений в устройствах регулирования под нагрузкой (РПН) силовых автотрансформаторов;
- 3) изменение режима работы средств компенсации реактивной мощности.

Определение границ графика напряжения выполняется в соответствии с [1] исходя из требований качества электроэнергии [2], нормативных запасов статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки [3], условий работы изоляции электрооборудования по [4].

Диспетчерский и оперативный персонал объектов электроэнергетики осуществляет контроль напряжения на системах (секциях) шин. При необходимости изменения значения напряжения диспетчеры отдают команды оперативному персоналу на регулирование напряжения. Данную задачу оперативный персонал может выполнить следующими способами:

- 1) изменение уставок автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) на электростанциях;
- 2) изменение эксплуатационного состояния средств компенсации реактивной мощности (СКРМ);
- 3) изменение коэффициентов трансформации автотрансформаторов или трансформаторов.

Анализ существующих проблем регулирования напряжения

На текущий момент при эксплуатации линий электропередачи (ЛЭП) и оборудования электростанций, подстанций, а также при управлении электроэнергетическим режимом сохраняют актуальность следующие проблемы:

1) высокие уровни потерь активной мощности и электроэнергии на нагрев проводов и коронный разряд;

2) значительные перетоки реактивной мощности по ЛЭП и оборудованию, что приводит к их недопустимым токовым перегрузкам;

3) трудности с обеспечением уровней напряжения внутри границ графиков напряжения, что ведет к снижению качества электроэнергии, а также интенсивному старению изоляции электрооборудования.

На рис. 1 приведены потери активной мощности в воздушной линии (ВЛ) 750 кВ Калининская АЭС – Владимирская [5]. Как видно из рисунка, суммарные потери составляют от 14 до 30 МВт, что довольно значительно.



Рис. 1. Результаты измерения потерь мощности на корону и в проводах ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Владимирская, 04.01.2011

На основании результатов исследований коронного разряда, проведенных на опытных участках ВЛ, а также на ВЛ, находящихся в эксплуатации, установлена зависимость потерь мощности на коронный разряд от напряженности электрического поля (а следовательно, и от величины напряжения), а также от погодных условий [6–9] (рис. 2).

Ввиду значительного уровня потерь на коронный разряд задача снижения интенсивности коронного разряда имеет важное экономическое значение. Как известно, интенсивность коронного разряда зависит от напряженности электрического поля, которая, в свою очередь, зависит от величины напряжения [6–9]. Отсюда следует, что за счет снижения напряжения можно уменьшить потери на коронный разряд. Однако со снижением напряжения возрастают потери на нагрев проводов.

На рис. 3 [7] представлены зависимости потерь электроэнергии на коронный разряд, на нагрев, суммарных потерь электроэнергии за год в ВЛ 750 кВ от напряжения. Видно, что функция зависимости суммарных потерь имеет экстремум, в котором потери минимальны. Значение напряжения, при котором достигается данный минимум, является оптимальным по критерию минимизации потерь в сети. В связи с тем, что нагрузка ВЛ, схемно-режимная ситуация и погодные условия изменяются с течением времени, для достижения минимума потерь в сети требуется непрерывное регулирование напряжения. Очевидно, что необходимо снижать напряжение в период «плохих» погодных условий (дождь, снег, изморозь) и повышать его в период хорошей погоды. Идея регулирования

напряжения в период «плохих» погодных условий высказывалась В.И. Левитовым [7] в отношении ВЛ напряжением 750 кВ.

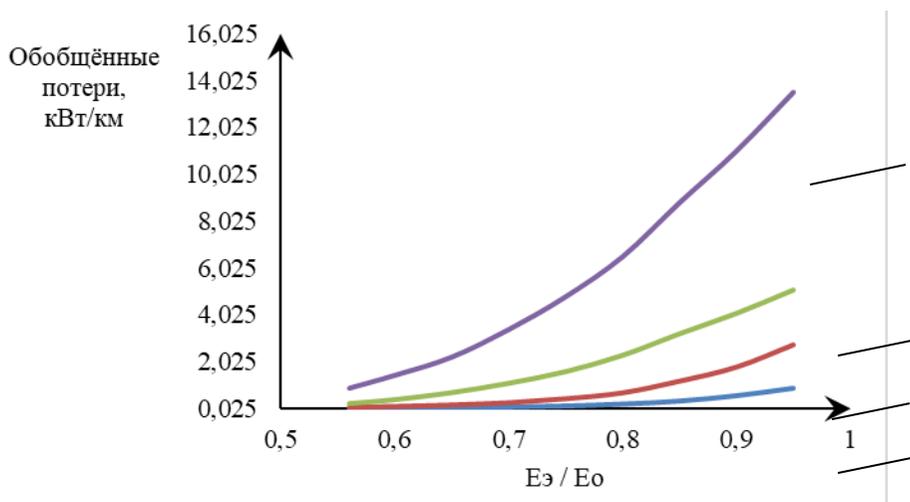


Рис. 2. Обобщенные характеристики потерь на коронный разряд для разных групп погоды:

$Eэ$ – эквивалентная напряженность электрического поля; $Eо$ – начальная напряженность электрического поля; 1 – «хорошая погода»; 2 – сухой снег; 3 – дождь; 4 – изморозь. Классификация погодных условий приведена в соответствии с [6]

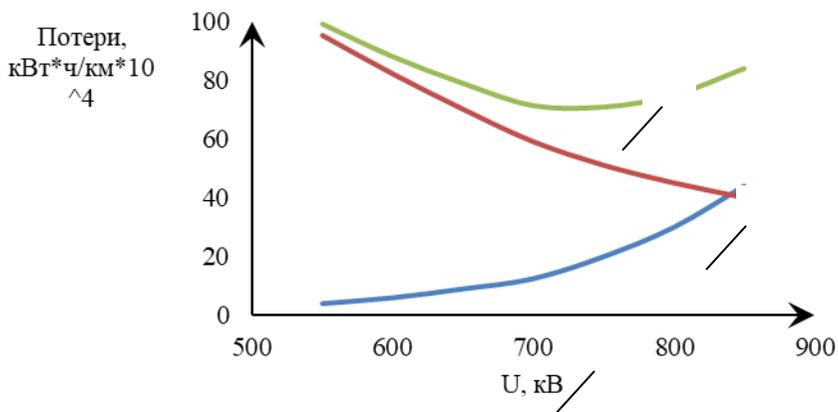


Рис. 3. Зависимости годовых потерь электроэнергии от линейного напряжения для ВЛ 750 кВ:

1 – потери мощности на коронный разряд; 2 – потери мощности на нагрев; 3 – суммарные потери мощности

Оперативное регулирование (регулирование персоналом «вручную») напряжения с целью снижения потерь в сети нецелесообразно в связи с тем, что, как было сказано выше, необходимо непрерывное регулирование, в то время как диспетчерский и оперативный персонал обязаны заниматься более приоритетными задачами: проведение ремонтной кампании, ликвидация аварий, планирование режима и т. д.

Автоматическое регулирование напряжения позволяет осуществить непрерывное регулирование, не загружая при этом персонал.

Говоря о необходимости регулирования напряжения с целью снижения потерь электроэнергии в электрической сети, стоит упомянуть, что на текущий момент при реализации процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО), а также при определении прогнозного диспетчерского графика (ПДГ) не выполняется оптимизация режима электрической сети по напряжению и реактивной мощности.

Как было сказано выше, при составлении графиков напряжения в контрольных пунктах руководствуются необходимостью обеспечения допустимой работы изоляции электрооборудования, устойчивости нагрузки и требований по качеству электроэнергии. Минимизация потерь в электрической сети при составлении графиков напряжения не осуществляется.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что задача минимизации потерь в электрической сети посредством оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности или уточнения графиков напряжения на стадии краткосрочного планирования по состоянию на сегодняшний день не решается. Выполнение оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности на стадии краткосрочного планирования приведет к усложнению процедуры ВСВГО и расчета ПДГ. Выполнение минимизации потерь в электрической сети при составлении графиков напряжения приведет к увеличению нагрузки персонала диспетчерского центра, выполняющего подготовку графиков напряжения в контрольных пунктах, а также к усложнению выполнения графиков напряжения диспетчерским и оперативным персоналом, соответственно к возрастанию нагрузки на данный персонал.

Описанное обстоятельство является еще одним доводом в пользу автоматизации регулирования напряжения.

Предотвращение недопустимых токовых перегрузок можно осуществить несколькими способами в зависимости от той или иной ситуации. В некоторых случаях ликвидация токовых перегрузок наиболее целесообразна посредством регулирования напряжения. Для своевременного регулирования напряжения, а также снятия нагрузки диспетчерского и оперативного персонала необходима автоматизация регулирования напряжения.

В процессе работы энергосистемы может возникнуть угроза выхода напряжения в контрольных пунктах за границы графика напряжения. В некоторых ситуациях предотвращение такого нарушения потребует изменения режима работы нескольких объектов. Диспетчерский персонал в такой ситуации обязан решить, на какие объекты необходимо воздействовать и какие управляющие воздействия на данные объекты выдать. Здесь, как и в предыдущих случаях, в целях исключения ошибок диспетчера, а также для сокращения времени на выбор управляющих воздействий необходимо автоматическое регулирование.

Таким образом, можно отметить необходимость организации автоматического процесса регулирования напряжения в целях:

- снижения потерь мощности и электроэнергии в сети;
- предотвращения при необходимости недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования;
- предотвращения при необходимости нарушений графиков напряжения;
- уменьшения нагрузки персонала;

– сокращения времени на реализацию управляющих воздействий.

Стоит упомянуть, что вышеописанные проблемы регулирования напряжения имеют место в зарубежных энергосистемах. Так, в [15] описано, что дефицит реактивной мощности может послужить основной причиной развития аварий, как это случилось в энергосистеме Северной Америки 14 августа 2003 г. В [18] показана проблема регулирования напряжения в сети с электростанциями, работающими на нетрадиционных источниках электроэнергии, режим работы которых, а соответственно и режим работы прилегающей к таким электростанциям сети, зависит от погодных условий. Проблема обеспечения допустимых уровней напряжения на объектах электроэнергетики также обсуждалась в [21, 23, 25, 27, 28, 29, 31]. Необходимость снижения потерь мощности и электроэнергии в электрической сети обозначена в работах [20, 21, 22, 24, 26, 30, 31].

Проблема неэффективности местного регулирования напряжения и предпосылки к переходу на централизованное регулирование обозначены в статьях [15, 18, 23, 25, 27, 28, 29, 31, 33].

Описание централизованной системы автоматического регулирования напряжения

В целях автоматизации процесса регулирования напряжения, предотвращения нарушения графиков напряжения, снижения потерь электроэнергии поставлена задача разработки специальной режимной автоматики – централизованной системы автоматического регулирования напряжения (ЦС АРН).

ЦС АРН должна состоять из двух уровней. Верхний уровень представляет собой управляющий вычислительный комплекс (УВК). УВК предназначен для решения следующих задач:

1) расчеты оптимизации электрической сети, а именно выбор оптимальных значений реактивных мощностей, вырабатываемых генераторами электростанций, коэффициентов трансформации автотрансформаторов, состояния СКРМ;

2) передача по каналам связи рассчитанных оптимальных параметров в виде задания устройствам нижнего уровня;

3) прием от устройств нижнего уровня необходимой информации (состояние устройств нижнего уровня, сообщения о выполнении/невыполнении задания и т. д.).

Нижний уровень представляет собой устройства, расположенные на электростанциях и подстанциях и выполняющие следующие задачи:

1) прием задания от УВК верхнего уровня;

2) осуществление необходимых воздействий на системы АРВ генераторов, системы автоматического управления (САУ) СКРМ, системы автоматического регулирования коэффициента трансформации;

3) направление в УВК верхнего уровня необходимой информации.

Устройства нижнего уровня следует размещать на объектах с регулировочным диапазоном по реактивной мощности, достаточным для влияния на режим работы прилегающей сети (мощные электростанции, подстанции с СКРМ).

Расчеты оптимизации электрической сети должны выполняться циклически через определенные промежутки времени, ограничиваемые временем

выполнения расчетов УВК, передачи информации от УВК в устройства нижнего уровня и обратно, выполнения задания устройством нижнего уровня.

Оптимизация должна производиться на расчетной модели энергосистемы, где установлена ЦС АРН. Так как система осуществляет непрерывное регулирование, расчетная модель должна отображать текущее состояние энергосистемы (потребление/генерация в узлах, перетоки по ветвям должны соответствовать фактическому режиму работы энергосистемы). Для этой цели подходит расчетная модель оценивания состояния, применяемая в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС». Данная модель реализована в ПК «КОСМОС». Наличие в диспетчерских центрах достаточной телеинформации, передаваемой с объектов (телеизмерения параметров электроэнергетического режима, телесигналы состояния оборудования), возможность ввода телеинформации в расчетную модель оценивания состояния в ПК «КОСМОС» позволяют смоделировать фактический режим работы энергосистемы. В связи с этим установка УВК верхнего уровня наиболее целесообразна в здании диспетчерского центра.

На рис. 4 представлена структура ЦС АРН с двумя устройствами нижнего уровня. Одно расположено на электростанции А и воздействует на АРВ генераторов. Второе расположено на подстанции Б и воздействует на САУ управляемого шунтирующего реактора (УШР), а также на автоматику управления шунтирующим реактором (ШР). УВК получает необходимую телеинформацию от оперативно-информационного комплекса (ОИК) диспетчерского центра.



Рис. 4. Структура ЦС АРН

Стоит также отметить, что в зарубежных энергосистемах уже функционируют автоматические системы, назначение, принципы работы и структура которых подобны рассматриваемой в настоящей статье ЦС АРН. В ЕЭС России подобные системы на текущий момент отсутствуют, что подчеркивает целесообразность создания их в будущем.

Например, согласно [12] во Франции есть несколько централизованных систем управления с принципом действия, аналогичным рассмотренному выше. Данные системы являются упрощенными: их задачей является только поддержание в допустимых пределах уровней напряжения в контрольных пунктах.

Выбор оптимальных управляющих воздействий должен осуществляться посредством определенного метода оптимизации. Критерием оптимальности является минимум потерь в сети ΔP :

$$\Delta P \Rightarrow \min. \quad (1)$$

Под данными потерями понимаются суммарные потери в энергосистеме, включающие в себя потери на нагрев проводов ЛЭП, потери на коронный разряд, потери в трансформаторах и автотрансформаторах. Выше отмечалась особенность потерь на коронный разряд – их зависимость от погодных условий. Данное обстоятельство необходимо учесть в алгоритме ЦС АРН. Текущие потери на коронный разряд можно определить как разность суммарных потерь в ЛЭП и потерь на нагрев проводов $\Delta P_{НАГ}$ по формуле (2). Суммарные потери в ЛЭП определяются, в свою очередь, как разность перетоков активной мощности в начале ЛЭП P_1 и в конце P_2 . Перетоки активной мощности в начале и в конце ЛЭП определяются на основании телеметрической информации.

$$\Delta P_{кор} = P_1 - P_2 - \Delta P_{наг}. \quad (2)$$

Потери на нагрев можно определить по формуле

$$\Delta P_{наг} = \frac{P_L^2 + Q_L^2}{U_L^2} \cdot R, \quad (3)$$

где P_L – переток активной мощности по рассматриваемой ЛЭП;
 Q_L – переток реактивной мощности по рассматриваемой ЛЭП;
 U_L – напряжение на рассматриваемой ЛЭП.

Перечисленные параметры определяются на основании телеметрической информации. R – активное сопротивление рассматриваемой ЛЭП (указывается в техническом паспорте).

Подобный алгоритм, позволяющий определить текущие потери на коронный разряд, предложен в [5]. Алгоритм позволяет учесть зависимость потерь на коронный разряд от погодных условий, что позволяет получить в ходе оптимизации корректный результат. При этом не требуется установка каких-либо датчиков погоды, что упрощает и удешевляет систему.

В расчетах необходимо учитывать регулировочные диапазоны по реактивной мощности генераторов электростанций:

$$Q_{i \min} \leq Q_i \leq Q_{i \max}, \quad (4)$$

где Q_i – реактивная мощность, вырабатываемая i -м генератором;
 $Q_{i \min}$ и $Q_{i \max}$ – соответственно минимальный и максимальный пределы по реактивной мощности i -го генератора.

Как сказано выше, ЦС АРН должна, при необходимости, предотвращать выход напряжения в контрольных пунктах за границы графика напряжения. Данное условие должно быть учтено в методе оптимизации ограничением (5):

$$V_{j \min} \leq V_j \leq V_{j \max}, \quad (5)$$

где V_j – напряжение в j -том контрольном пункте;
 $V_{j \min}$ и $V_{j \max}$ – соответственно нижняя и верхняя границы в j -том контрольном пункте.

Также ЦС АРН должна при необходимости предотвращать недопустимые токовые перегрузки:

$$I_v \leq I_{v\max}, \quad (6)$$

где I_v – ток v -й ветви расчетной модели;

$I_{v\max}$ – длительно допустимая токовая нагрузка v -й ветви расчетной модели.

Таким образом, в составе алгоритма работы УВК верхнего уровня должен быть реализован метод оптимизации электрической сети по напряжению и реактивной мощности с ограничениями в виде неравенств (1–6) и равенств (в ходе оптимизации должен получиться установившийся режим, для которого должны выполняться уравнение баланса мощностей, уравнения узловых напряжений). Теория оптимизации электроэнергетических режимов описана в ряде отечественных [10–13] и зарубежных [14] работ. Задача оптимизации решается методами нелинейного программирования. Особенно распространены градиентные методы (в частности, метод приведенного градиента [10]), метод скорейшего спуска [10], метод неопределенных множителей Лагранжа [10], обобщенный метод Ньютона [10]. Все эти методы позволяют решить задачу оптимизации с учетом ограничений в виде равенств. Учет ограничений в виде неравенств (1–6) осуществляется с помощью метода штрафных функций [10].

Стоит также упомянуть о появлении в зарубежных работах новых методов оптимизации. Так в статьях [16, 20, 26, 30] рассмотрен генетический алгоритм, показаны результаты применения данного метода при обеспечении допустимых уровней напряжения и снижении потерь в электрической сети. В [17, 20, 22, 30] рассмотрен метод оптимизации «рой частиц». В [21] исследован «алгоритм серых волков». В [20, 24] затронуты методы искусственного интеллекта.

На текущем этапе в качестве целевой функции для алгоритма ЦС АРН предлагается использовать целевую функцию, реализованную в ПК «КОСМОС» в задаче оптимизации по напряжению и реактивной мощности, как наиболее изученную отечественными учеными и инженерами:

$$\sum_{i=1}^N I_i^2 R_i + \sum_{j=1}^{N_f} U_j^2 g_j \Rightarrow \min, \quad (7)$$

где I_i и R_i – ток в ветви i и ее активное сопротивление;

U_j и G_j – напряжение в узле j и активная проводимость шунта в данном узле.

Уравнения (1–7) являются математической моделью алгоритма ЦС АРН.

Выше были отмечены положительные моменты от реализации ЦС АРН. Нельзя не учитывать, что данная система требует определенных капиталовложений на создание УВК верхнего уровня, устройств нижних уровней и каналов связи.

Вывод о необходимости установки ЦС АРН в той или иной энергосистеме должен осуществляться на основании следующих факторов:

1) частота возникновения нарушений нормального режима работы энергосистемы, связанных с недопустимыми уровнями напряжения, их характер, тяжесть для энергосистемы;

2) количество случаев регулирования напряжения и реактивной мощности персоналом;

3) технико-экономический расчет. Система сводит к минимуму потери

электроэнергии в сети, следовательно, приносит определенную выручку собственнику. В связи с тем, что составные части ЦС АРН (УВК верхнего уровня, устройства нижних уровней, каналы связи) могут находиться в собственности различных субъектов электроэнергетики (субъект оперативно-диспетчерского управления, генерирующие компании, сетевые компании), то прибыль, получаемую в результате снижения потерь, необходимо распределять между данными собственниками в долях от вложенных в создание ЦС АРН инвестиций.

Выводы

В статье рассмотрены существующие и применяемые в настоящее время подходы по контролю за уровнями напряжения на объектах электроэнергетики и способы регулирования напряжения.

Обозначены проблемы, возникающие при эксплуатации энергосистем:

- высокие уровни потерь мощности и электроэнергии на нагрев проводов и коронный разряд;
- риски нарушения графиков напряжения в контрольных пунктах;
- угрозы появления недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования в случае возникновения нерационального распределения перетоков реактивной мощности.

На основании изложенных проблем отмечена необходимость автоматизации процесса по контролю и регулированию напряжения в контрольных пунктах.

В качестве мероприятия по решению описанных проблем в настоящей статье предложена реализация специальной режимной автоматики – централизованной системы автоматического регулирования напряжения. Разработаны структура данной автоматики, ее принципы действия, алгоритмы функционирования. Описана математическая модель.

Внедрение ЦС АРН в ЕЭС России способно принести следующие преимущества:

- 1) автоматическое регулирование напряжения в контрольных пунктах в зависимости от режима работы энергосистемы, а также погодных условий;
- 2) снижение потерь мощности и электроэнергии на нагрев проводов и коронный разряд;
- 3) предотвращение и ликвидация нарушений графиков напряжения в контрольных пунктах, а также недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования;
- 4) более быстродействующее в сравнении с персоналом регулирование напряжения;
- 5) уменьшение роли человеческого фактора в процессе регулирования напряжения.

Наряду с преимуществами показаны и недостатки предлагаемой автоматики:

- 1) необходимость интеграции систем АРВ генераторов, САУ СКРМ в централизованную систему;
- 2) усложнение задач информационной безопасности;
- 3) необходимость подготовки диспетчерского и оперативного персонала к выполнению своих задач с учетом работы ЦС АРН в зоне своей эксплуатационной ответственности.

Внедрение ЦС АРН наиболее целесообразно в электроэнергетических системах, где особенно остро стоят проблемы регулирования напряжения. Стоит

отметить отсутствие подобных систем в ЕЭС России. Реализация предложенной режимной автоматики является принципиально новым мероприятием и актуальным с точки зрения автоматизации управления электроэнергетическими режимами, предотвращения аварийных ситуаций и улучшения экономических показателей работы энергосистемы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СТО 59012820.27.010.001-2013. Правила разработки графика напряжения в контрольных пунктах диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС». Введен 20.03.2014. М.: ОАО «СО ЕЭС», 2014. 14 с. (Стандарт организации).
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.
4. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики. Утв. приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548.
5. *Гаджиев М.Г.* Повышение точности учета потерь мощности на корону при оперативной оптимизации режима ЭЭС: Автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук: 05.14.02. М.: Московский энергетический университет, 2012. 20 с.
6. *Бургодорф В.В., Емельянов Н.П., Тимашева Л.В., Тиходеев Н.Н., Перельман Л.С., Егорова Л.В., Кислова Н.С., Сохакян Р.А.* Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе воздушных линий электропередачи переменного тока 330–750 кВ и постоянного тока 800–1500 кВ. М.: Министерство энергетики и электрификации СССР, 1975. 71 с.
7. *Левитов В.И.* Корона переменного тока. Вопросы теории, методов исследования и практических характеристик. М.: Энергия, 1975. 280 с.
8. *Джомовская Л.Ф., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С., Разевиг Д.В., Рябкова Е.Я.* Техника высоких напряжений: Учебник для студентов электротехнических и электроэнергетических специальностей вузов / под общ. ред. Д.В. Разевига. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: Энергия, 1976. 480 с.
9. *Костюшко В.А.* Анализ расчетных и экспериментальных оценок потерь мощности на корону на воздушных линиях электропередачи переменного тока. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2011. 84 с. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», вып. 6 (150)].
10. *Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М.* АСУ и оптимизация режимов энергосистем: Учеб. пособие для студентов вузов / под ред. Д.А. Арзамасцева. М.: Высш. шк., 1983. 208 с.
11. *Горнитейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарев А.В. и др.* Методы оптимизации режимов энергосистем / под ред. В.М. Горнштейна. М.: Энергия, 1981. 336 с.
12. *Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С.* Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1985. 216 с.
13. *Идельчик В.И.* Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.
14. *Rebecca Ng Shin Mei, Mohd Herwan Sulaiman, Zuriani Mustaffa, Hamdan Daniyal.* Optimal reactive power dispatch solution by loss minimization using moth-flame optimization technique. *Applied Soft Computing*, 59 (2017), pp. 210–222.
15. *Abessi, Ahad & Vahidinasab, Vahid & Ghazizadeh, Mohammad.* (2015). Centralized Support Distributed Voltage Control by Using End-Users as Reactive Power Support. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 7. 1–1. 10.1109/TSG.2015.2410780.
16. *Arif, Md Arifin & Ndoye, Mandoye & Murphy, Gregory & Aganah, Kennedy.* (2017). A stochastic game framework for reactive power reserve optimization and voltage profile improvement. 1–6. 17.1109/ISAP.2017.8071372.

17. *Dong, Yuexin and Honggeng Yang.* A New Approach for Reactive Power/Voltage Optimization Control of Regional Grid. 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (2010): 1–5.
18. *Kawano, Shunsuke & Yoshizawa, Shinya & Hayashi, Yasuhiro.* (2016). Centralized Voltage Control Method using Voltage Forecasting by JIT Modeling in Distribution Networks. 10.1109/TDC.2016.7520006.
19. *Zengqiang, Mi & Fei, Wang.* (2009). Substation Reactive Power and Voltage Control Using Fuzzy Control Theory. 2009 International Conference on Industrial and Information Systems. 417–420. 10.1109/IIS.2009.85.
20. *Muller, Zdenek & Muller, Miroslav & Tuzikova, Valerya & Thusty, Josef & Cernan, Martin & Beck, Y. & Golan, Gady.* (2016). Novel method of optimization of losses in power grid. 1–5. 10.1109/ICSEE.2016.7806044.
21. *Raj, Saurav & Bhattacharyya, Biplab.* (2016). Weak bus determination and real power loss minimization using Grey wolf optimization. 10.1109/ICPES.2016.7584143.
22. *Rao, N. & B., Jagannath & Jagannadham, Anyapu.* (2015). Optimal reactive power flow control for minimization of active power losses using Particle swarm Optimization. 38–41. 10.1109/PCCCTSG.2015.7503954.
23. *Roytelman I. & Ganesan V.* (2000). Coordinated Local and Centralized Control in Distribution Management Systems. IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 15, Issue: 2, Apr 2000). 718–724. 10.1109/61.853010.
24. *Singh, Pushpendra & Purey, Pradeep & Titare, L & Choube, S.* (2017). Optimal reactive power dispatch for enhancement of static voltage stability using jaya algorithm. 1–5. 10.1109/ICOMICON.2017.8279044.
25. *Soleimani Bidgoli, Hamid & Van Cutsem, Thierry.* (2017). Combined Local and Centralized Voltage Control in Active Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Systems. Pp. 1–1. 10.1109/TPWRS.2017.2716407.
26. *Sreejaya, P. & Rejitha, R.* (2008). Reactive power and Voltage Control in Kerala Grid and Optimization of Control Variables Using Genetic Algorithm. 2008 Joint International Conference on Power System Technology POWERCON and IEEE Power India Conference, POWERCON 2008. 1–4. 10.1109/ICPST.2008.4745156.
27. *Takahashi, Naoyuki and Yasuhiro Hayashi.* Centralized voltage control method using plural D-STATCOM with controllable dead band in distribution system with renewable energy. 2012. 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe) (2012). 1–5. 10.1109/ISGTEurope.2012.6465827.
28. *Vovos, Panagis & Kiprakis, Aristides & Wallace, A.R. & Harrison, Gareth.* (2007). Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration. Power Systems, IEEE Transactions on. 22. 476–483. 10.1109/TPWRS.2006.888982.
29. *Masato, Watanabe & Masahito, Miyata & Nobuhiko, Itaya & Tomihiro, Takano.* (2007). Field demonstration and evaluation of centralised voltage control system for distribution network. Power Systems, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Open Access Proc. J., 2017, Vol. 2017, Iss. 1, pp. 1143–1147.
30. *Yapici, Hamza & Çetinkaya, Nurettin.* (2015). Reduction of power loss using reactive power optimization in a real distribution system. 1–4. 10.1109/INISTA.2015.7276731.
31. *Bakhshideh Zad, Bashir & Lobry, Jacques & Vallee, François.* (2016). A centralized approach for voltage control of MV distribution systems using DGs power control and a direct sensitivity analysis method. 10.1109/ENERGYCON.2016.7513970.
32. *Jinhua, Zhang.* (2009). Optimization Study on Voltage Level and Transmission Capacity. Power Systems, IEEE Transactions on. 24. 193–197. 10.1109/TPWRS.2008.2008609.
33. *Jinhua, Zhang.* (2010). Research on centralized and coordinate controls of multiple HVDC systems in China. 1–5. 10.1109/TDC.2010.5484630.

Статья поступила в редакцию 1 февраля 2020 года

ANALYSIS OF EXISTING METHODS OF VOLTAGE REGULATION WITHIN THE FRAMEWORK OF DEVELOPING QUESTIONS OF CREATION OF THE CENTRALIZED SYSTEM OF AUTOMATIC VOLTAGE REGULATION

A.V. Rakhaev

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

Abstract. *The prevention and elimination of emergency conditions, as well as the reduction of energy losses in electric networks are urgent tasks. The solution of these problems, in some situations, is directly related to voltage regulation. Improving the reliability of the electric power system, equipment of power plants and substations, as well as reducing losses in electric networks, require optimal voltage regulation. Due to the constantly changing circuit-and-mode situation in electric power systems, the high workload of the dispatching and operational personnel, especially during the repair campaign, the need to take into account a number of factors that affect the operating mode of the electric power system, voltage regulation by dispatching and operational personnel is «manually», necessary automation of the process of voltage regulation in electric networks.*

The article discusses the current principles of voltage regulation in the electric network of the Unified Energy System of Russia, outlines the main practical tasks related to voltage regulation. To solve these problems, it is proposed to create a special regime automation, namely, a centralized system for automatic voltage regulation. The structure and operation algorithm of a centralized system for automatic voltage regulation are described.

The implementation of a centralized system of automatic voltage regulation in the Unified Energy System of Russia will reduce energy losses, as well as ensure acceptable voltage levels according to the requirements of the quality of electricity and working conditions of insulation of electrical equipment and prevent (eliminate) unacceptable current overloads of power lines and equipment in cases where the implementation of this tasks using existing tools are difficult. The implementation of such automation also allows to relieve dispatching and operational personnel.

Keywords: *voltage regulation automation, control computer complex, calculation model for assessing the state, optimization of voltage and reactive power mode, voltage graph.*

REFERENCES

1. STO 59012820.27.010.001-2013. Rules for developing a voltage schedule at the control points of dispatch centers of OJSC «SO UPS». Introduced on March 20, 2014. - M.: OJSC «SO UPS», 2014. - 14 p. - (Organization Standard).
2. GOST 32144-2013. Electric Energy. Electromagnetic compatibility. QUALITY STANDARDS FOR ELECTRIC ENERGY IN GENERAL POWER SUPPLY SYSTEMS.
3. Guidelines for the stability of energy systems, approved by order of the Ministry of Energy of Russia dated 03.08.2018 No. 630.
4. Rules for preventing the development and elimination of violations of the normal regime of the electrical part of power systems and electric power facilities, approved by order of the Ministry of Energy of Russia dated 12.07.2018 No. 548.
5. *Gadzhiev M.G.* Improving the accuracy of accounting for power losses per crown during operational optimization of the EES mode. dis. ... cand. Phys.-Math. Sciences: 05.14.02. Moscow: Moscow Power Engineering University, 2012.20 p.
6. *Burgodorf V.V., Emelyanov N.P., Timasheva L.V., Tikhodeev N.N., Perelman L.S., Egorova L.V., Kislova N.S., Sokhakyán R.A.* Guidelines for accounting for corona losses and corona interference

Alexander V. Rahaev, Postgraduate Student.

- when choosing AC overhead power lines 330-750 kV and direct current 800-1500 kV. M.: Ministry of Energy and Electrification of the USSR, 1975. 71 p.
7. *Levitov V.I. Corona AC.* Questions of theory, research methods and practical characteristics. M., "Energy", 1975.280 p. with ill.
 8. *Dkhomovskaya L.F., Larionov V.P., Pinal Yu.S., Razevig D.V., Ryabkova E.Ya.* High voltage technique. A textbook for students of electrical and electrical specialties of universities. Under the general ed. D.V. Razeviga. Ed. 2nd, rev. and add. M., «Energy», 1976. 480 p. with ill.
 9. *Kostyushko V.A.* Analysis of calculated and experimental estimates of corona power losses on overhead AC power lines. - M.: NTF «Energoprogress», 2011. - 84 p.: ill. [Library of Electrical Engineering, Appendix to the journal «Energy», Vol. 6 (150)].
 10. *Arzamashev D.A., Bartholomew P.I., Holyan A.M.* ACS and optimization of power system modes: Textbook. manual for university students; Ed. Arzamasheva D.A. - M.: Higher school, 1983. - 208 p. ill.
 11. *Gornstein V.M., Miroshnichenko B.P., Ponomarev A.V. et al.* Methods for optimizing power system modes / Ed. V. M. Gornstein - M. Energy, 1981 - 336 p., ill.
 12. *Venikov V.A., Idelchik V.I., Liseev M.S.* Voltage regulation in electric power systems. - M.: Energoatomizdat, 1985. -- 216 p., ill.
 13. *Idelchik V.I.* Electrical systems and networks: Textbook for universities. - M.: Energoatomizdat, 1989. -- 592 p.: ill.14. Rebecca Ng Shin Mei, Mohd Herwan Sulaiman, Zuriani Mustafa, Hamdan Daniyal. Optimal reactive power dispatch solution by loss minimization using moth-flame optimization technique // Applied Soft Computing 59 (2017) 210–222.
 14. *Abessi, Ahad & Vahidinasab, Vahid & Ghazizadeh, Mohammad.* (2015). Centralized Support Distributed Voltage Control by Using End-Users as Reactive Power Support. IEEE Transactions on Smart Grid. 7. 1-1. 10.1109/TSG.2015.2410780.
 15. *Arif, Md Arifin & Ndoye, Mandoye & Murphy, Gregory & Aganah, Kennedy.* (2017). A stochastic game framework for reactive power reserve optimization and voltage profile improvement. 1-6. 17.1109/ISAP.2017.8071372.
 16. *Dong, Yuexin and Honggeng Yang.* "A New Approach for Reactive Power/Voltage Optimization Control of Regional Grid." 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (2010): 1-5.
 17. *Kawano, Shunsuke & Yoshizawa, Shinya & Hayashi, Yasuhiro.* (2016). Centralized Voltage Control Method using Voltage Forecasting by JIT Modeling in Distribution Networks. 10.1109/TDC.2016.7520006.
 18. *Zengqiang, Mi & Fei, Wang.* (2009). Substation Reactive Power and Voltage Control Using Fuzzy Control Theory. 2009 International Conference on Industrial and Information Systems. 417-420. 10.1109/IIS.2009.85.
 19. *Muller, Zdenek & Muller, Miroslav & Tuzikova, Valerya & Thusty, Josef & Cernan, Martin & Beck, Y. & Golan, Gady.* (2016). Novel method of optimization of losses in power grid. 1-5. 10.1109/ICSEE.2016.7806044.
 20. *Raj, Saurav & Bhattacharyya, Biplab.* (2016). Weak bus determination and real power loss minimization using Grey wolf optimization. 10.1109/ICPES.2016.7584143.
 21. *Rao, N. & B., Jagannath & Jagannadham, Anyapu.* (2015). Optimal reactive power flow control for minimization of active power losses using Particle swarm Optimization. 38-41. 10.1109/PCCCTSG.2015.7503954.
 22. *I. Roytelman & V. Ganesan.* (2000). Coordinated Local and Centralized Control in Distribution Management Systems. IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 15, Issue: 2, Apr 2000). 718-724. 10.1109/61.853010.
 23. *Singh, Pushpendra & Purey, Pradeep & Titare, L & Choube, S.* (2017). Optimal reactive power dispatch for enhancement of static voltage stability using Jaya algorithm. 1-5. 10.1109/ICOMICON.2017.8279044.
 24. *Soleimani Bidgoli, Hamid & Van Cutsem, Thierry.* (2017). Combined Local and Centralized Voltage Control in Active Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Systems. PP. 1-1. 10.1109/TPWRS.2017.2716407.
 25. *Sreejaya, P. & Rejitha, R.* (2008). Reactive power and Voltage Control in Kerala Grid and Optimization of Control Variables Using Genetic Algorithm. 2008 Joint International Conference on Power System Technology POWERCON and IEEE Power India Conference, POWERCON 2008. 1 - 4. 10.1109/ICPST.2008.4745156.
 26. *Takahashi, Naoyuki and Yasuhiro Hayashi.* "Centralized voltage control method using plural D-STATCOM with controllable dead band in distribution system with renewable energy." 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)(2012). 1-5. 10.1109/ISGTEurope.2012.6465827.

27. *Vovos, Panagis & Kiprakis, Aristides & Wallace, A.R. & Harrison, Gareth.* (2007). Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration. *Power Systems, IEEE Transactions on.* 22. 476 - 483. 10.1109/TPWRS.2006.888982.
28. *Masato, Watanabe & Masahito, Miyata & Nobuhiko, Itaya & Tomihiro, Takano.* (2007). Field demonstration and evaluation of centralised voltage control system for distribution network. *Power Systems, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Open Access Proc. J., 2017, Vol. 2017, Iss. 1, pp. 1143–1147.*
29. *Yapici, Hamza & Çetinkaya, Nurettin.* (2015). Reduction of power loss using reactive power optimization in a real distribution system. 1-4. 10.1109/INISTA.2015.7276731.
30. *Bakhshideh Zad, Bashir & Lobry, Jacques & Vallee, François.* (2016). A centralized approach for voltage control of MV distribution systems using DGs power control and a direct sensitivity analysis method. 10.1109/ENERGYCON.2016.7513970.
31. *Jinhua, Zhang.* (2009). Optimization Study on Voltage Level and Transmission Capacity. *Power Systems, IEEE Transactions on.* 24. 193 - 197. 10.1109/TPWRS.2008.2008609.
32. *Jinhua, Zhang.* (2010). Research on centralized and coordinate controls of multiple HVDC systems in China. 1 - 5. 10.1109/TDC.2010.5484630.