

## Повышение эффективности работы оперативно-диспетчерского персонала путем создания централизованной системы управления уровнями напряжения

ГВОЗДЕВ Д.Б., ХОЛОПОВ С.С.

*Рассматриваются возможность и целесообразность разработки системы централизованного управления уровнями напряжения в сетях 110–220 кВ для решения задачи оптимизации загрузки диспетчерского персонала. Рассмотрен отечественный и зарубежный опыт построения систем централизованного управления уровнями напряжения и проанализирована применяемость данных систем для решения поставленных задач. Определены цели функционирования системы, разработаны основные принципы ее работы и установлены конкретные требования к устройствам управления, исполнения и измерения, входящим в состав системы. Разработан алгоритм согласованного управления исполнительными устройствами в виде устройств компенсации реактивной мощности и устройств регулирования напряжения. Проанализирована эффективность работы алгоритма в тестовой электрической сети.*

Ключевые слова: электрические сети, управление напряжением, потери активной мощности, эффективность управления

Регулирование напряжения в Единой энергосистеме (ЕЭС) России осуществляется за счет задания уровня напряжения в контрольных точках сети, определяемых организацией, отвечающей за управление режимом ее работы. Регулирование напряжения в процессе управления режимом работы осуществляется диспетчером диспетчерского центра Системного оператора (СО). При этом основным критерием его работы является поддержание уровня напряжения в контрольных точках сети, а исполнительными устройствами для этого служат как генераторы электростанций, так и различные элементы электросетевого оборудования, такие как батареи статических конденсаторов, реакторы, в том числе управляемые, устройства РПН силовых трансформаторов и др.

Для обеспечения требуемых уровней напряжения диспетчер вынужден постоянно контролировать напряжение в контрольных точках и отдавать команды на изменение параметров упомянутых устройств для поддержания его необходимого уровня. При этом за пределами возможностей диспетчера остается вопрос потерь электрической энергии, на которые значительно влияет передаваемая по электрической сети реактивная мощность, являющаяся определяющей для уровня напряжения в сети из-за того, что значение реактивного сопротивления элементов электрической сети значительно превышает значение активного сопротивления. Также быстрые изменения режима могут приводить к ситуациям, в которых диспетчер просто может не успевать регулировать напряжение во всех контрольных точках. Данная ситуация может еще

более усугубиться в случаях, когда возможный диапазон регулирования напряжения по тем или иным причинам меньше требуемого.

Одним из путей повышения надежности работы диспетчера является оценка его информационной нагрузки и повышение эффективности его работы за счет ее оптимизации [1]. Исходя из этого минимизация участия диспетчера в поддержании уровня напряжения за счет автоматизации процесса управления элементами сети позволит оптимизировать информационное воздействие на него, а значит повысить эффективность его работы [2]. Автоматизацию процесса управления элементами сетей 110–220 кВ, влияющими на напряжение в узлах, предлагается осуществить путем создания централизованной системы управления уровнями напряжения. Цель функционирования такой системы – минимизация потерь активной мощности в электрической сети при обеспечении значений напряжения во всех узлах электрической сети в допустимых диапазонах без участия диспетчерского персонала. Допустимые диапазоны определяются требованиями нормативных документов в области электроэнергетики, а также необходимостью поддержания постоянными регулировочные диапазоны устройств РПН трансформаторов в центрах питания сетей более низких классов напряжения.

Таким образом, общая постановка задачи разработки системы: минимизация потерь активной мощности в сети при обязательном выполнении условия: значения напряжения в узлах должны находиться в допустимых или заданных диспетчерских диапазонах.

**Зарубежный опыт построения систем централизованного управления напряжением в сетях 220 кВ.** Недостаточный объем регулируемых средств управления и компенсации реактивной мощности (КРМ) на напряжении 110 и 220 кВ (доля регулируемых средств КРМ составляет менее 17% общего числа установленных), ограниченность практики переключения РПН автотрансформаторов 330 кВ и выше, не позволяющих регулировать напряжение на шинах подстанций 110–220 кВ [3], с учетом сложности и разветвленности сетей 110–220 кВ, обуславливают актуальность автоматизации деятельности диспетчера при регулировании уровня напряжения.

Возможным вариантом автоматизации управления уровнями напряжения в электрической сети является централизованная система, которая за счет управления несколькими различными элементами электрической сети позволит минимизировать потери активной мощности при условии поддержания в заданных пределах уровня напряжения. Основой данной системы будет алгоритм ее работы, который может иметь как независимую программно-аппаратную реализацию, так и быть частью современных программно-технических комплексов на базе SCADA, дополняя функционал данных комплексов.

Проблема регулирования уровня напряжения является одной из наиболее насущных проблем в электрических сетях не только Российской Федерации, но и за рубежом, что обуславливает значительное количество исследований в области рационального управления напряжением и реактивной мощностью. При этом практика массовой разработки и внедрения систем автоматического управления уровнем напряжения в электрических сетях 110–220 кВ отсутствует. Единичный опыт разработки и использования систем подобного рода имеется в ряде государств Западной Европы, Америки и Восточной Азии.

В [4] представлена южно-корейская разработка системы под названием VMS (Voltage Management System), внедряемая в электрической сети 110–220 кВ в районе города Джеджу. Основной целью VMS является регулирование «профилей напряжения» в узлах сети 220 кВ, которые должны соответствовать необходимым резервам реактивной мощности генерации, требуемых для стабилизации напряжения. Данная система является одной из передовых разработок Южно-корейского Национального Института в сотрудничестве с компанией Korea Electric Power Co.

Основным недостатком данной системы является прямая зависимость от резервов реактивной мощности генераторов и отсутствие использования

управляемых источников реактивной мощности. В российских условиях, когда генерирующие компании не заинтересованы в регулировании напряжения для компенсации потерь в электрических сетях, данная система является малоэффективной.

В ряде европейских стран (Франция, Италия) созданы иерархические комплексы автоматизированного управления напряжением в основных электрических сетях 110–220 кВ [5–7]. В эти комплексы входят системы медленно действующего (корректирующего) автоматического управления и быстро действующего первичного регулирования, обеспечивающего поддержание оптимального (планового) режима электрической сети. Эти комплексы внедряются на электростанциях и фактически выполняют функции группового управления возбуждением генераторов. При этом практические примеры по автоматизированному комплексному управлению уровнями напряжения в сети 110–220 кВ с использованием электросетевых устройств также отсутствуют.

Наиболее близка к задачам проводимого исследования проблема использования современных технологий управления уровнем напряжения и компенсацией реактивной мощности в Испании. Испании потребовалась более гибкая электрическая сеть из-за необходимости приспособления к новой картине перетоков мощности, сформированной под влиянием возрастающего числа поставок электроэнергии из Франции по линиям, связывающим Пиренейский полуостров с Центральной Европой [8].

Реализация системы базируется на установке фазорегулирующих трансформаторов (ФРТ), используемых для коррекции угла сдвига фаз напряжений до значений, исключающих перегрузки для данной и близлежащих линий при больших транзитных перетоках, а также на использовании технологии гибких линий с использованием статических тиристорных компенсаторов (СТК).

Основной практический эффект системы управления уровнями напряжения заключается в том, что использование ФРТ выводит регулирование напряжения на качественно новый уровень – векторного регулирования напряжения. При этом централизация управления уровнями напряжения в Испании отсутствует.

Единичные случаи установки устройств управляемой компенсации реактивной мощности в узлах с резкопеременной нагрузкой и фазоповоротных устройств имеют место и в сетях России. Анализ отечественных разработок в данном направлении показывает, что область применения систем централизованного управления компенсацией реактивной мощности ограничивается управлением

компенсирующими устройствами на ПС 500 и 750 кВ и на линиях сверхвысокого напряжения [9], но не в сети 110–220 кВ.

**Цели функционирования системы централизованного управления напряжением в сетях 110–220 кВ.** Функционирование системы централизованного управления напряжением осуществляется по разработанному оптимизационному алгоритму, представленному в статье. Критерием оптимизации при функционировании алгоритма в нормальных режимах будет являться минимизация функции потерь активной мощности в сети:

$$DP_S = \text{Re}(DS_S) = \sum_{k=1}^m \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n (U_i - U_j)(U_i - U_j)Y_{ij} + \frac{1}{2}(U_i^2 + U_j^2)(g_{ij} - jb_{ij})_k + \sum_{l=1}^n \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \left| \frac{U_i - U_j}{Y_{ij}} \right|^2 Y_{ij} \min, \tag{1}$$

где  $DS_S$  - суммарные потери мощности;  $U_i$  - напряжение в начале ветви;  $U_j$  - напряжение в конце ветви;  $Y_{ij}$  - взаимная проводимость узлов  $i$  и  $j$ ;  $g_{ij}, b_{ij}$  - активная и реактивная составляющие проводимости на землю;  $k$  - номер ветви, замещающей линию электропередачи;  $m$  - число ветвей, замещающих линии электропередачи;  $l$  - номер ветви, замещающей трансформатор;  $n$  - число ветвей, замещающих трансформатор.

Выражение (1) получено исходя из анализа потокораспределения активной и реактивной мощности в П- и Г-образных схемах замещения воздушных линий и трансформаторов (рис. 1).

Минимизация функции потерь (1) должна осуществляться с учетом ряда обязательных ограничений.

1. Уровни напряжения во всех без исключения нагрузочных узлах сети должны находиться в заданном диапазоне допустимых значений при любых режимах работы сети. Диапазоны допустимых

значений напряжения (табл. 1) определены совокупностью следующих задач:

обеспечение постоянной достаточности регулировочных диапазонов устройств регулирования напряжения для обеспечения требований ПУЭ к напряжениям на шинах источников питания распределительных сетей;

обеспечение нормированных показателей качества электрической энергии для узлов, от зажимов которых непосредственно питаются крупные промышленные потребители;

обеспечение уровней напряжения, не превышающих электрическую прочность изоляции;

предотвращение возникновения лавин напряжения вследствие недопустимого снижения (<80% номинального) напряжения на шинах питающих центров.

2. Потоки активной мощности во всех линиях электропередачи сети 110–220 кВ должны исключать токовые перегрузки линий. Согласно [10] для проводов воздушных линий электропередачи 110–220 кВ термическая стойкость проводов не гарантируется при протекании по одной цепи активной мощности порядка 2,7–2,8 натуральной мощности линии. В связи с этим поток активной мощности, приходящийся на одну цепь для любой линии, должен соответствовать условию

$$P_{1ц} < 1,4P_{\text{нат}}, \tag{2}$$

где  $P_{\text{нат}}$  - натуральная мощность.

Исключение воздействий на исполнительные устройства с частотой, способной исчерпать коммутационный ресурс оборудования до окончания расчетного срока эксплуатации:

$$v_{\text{взд}} < v_{\text{пр}} = \frac{1}{T_{\text{уст}}} = \frac{n_{\text{рес}}}{T_{\text{р}}}, \text{ раз/ч}, \tag{3}$$

где  $T_{\text{уст}}$  - уставка по времени;  $n_{\text{рес}}$  - коммутационный ресурс;  $T_{\text{р}}$  - расчетный срок эксплуатации.

При аварийном управлении работа алгоритма в первую очередь должна обеспечивать оптимизацию управляющего воздействия для как можно более быстрого и эффективного предотвращения развития аварийной ситуации, а не минимизацию по-

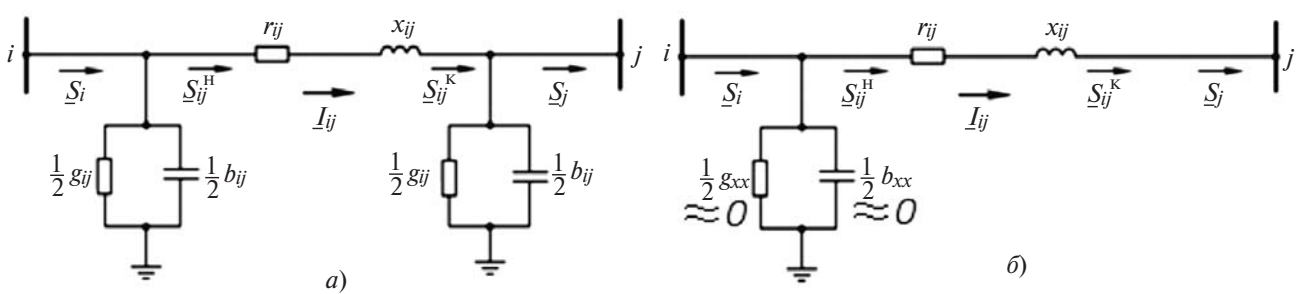


Рис. 1. Схемы замещения линий и трансформаторов: а – П-образные; б – Г-образные

Таблица 1

| Назначение узла: питание               | Наличие информации о составе оборудования | $U_{ном}, \text{кВ}$ | Режим* | Максимально допустимое напряжение в узле, кВ  | Минимально допустимое напряжение в узле, кВ   |
|--|---|----------------------|--------|---|---|
| Потребителя                            | +   | 220                  | НБ     | 242,0   | 196,0   |
|  | -   |                      | НМ     |   |   |
| Потребителя                            | +   | 110                  | НБ     | 121,0   | 99,0  |
|  | -   |                      | НМ     |   |   |
| Распределительной сети                 | +   | 220                  | НБ/НМ  | ТРДЦН-100000/220 – 252,8/236,4<br>ТРДЦН-40000/220 – 251,2/238,5<br>АТДЦТН-200000/ – 254,5/234,2 | ТРДЦН-100000/220 – 202,4/195,6<br>ТРДЦН-40000/220 – 203,6/196,5<br>АТДЦТН-200000/ – 201,2/194,8 |
| Распределительной сети                 | +   | 110                  | НБ/НМ  | ТРДЦН-25000/110 – 127,8/122,6<br>ТРДЦН-16000/110 – 126,0/121,0<br>ТРДЦН-10000/110 – 126,0/121,0 | ТРДЦН-25000/110 – 95,4/91,2<br>ТРДЦН-16000/110 – 96,5/92,0<br>ТРДЦН-10000/110 – 96,5/92,0       |
| Распределительной сети                 | -   | 220                  | НБ     | 250,5   | 205,5   |
|  |   |                      | НМ     | 238,5   | 196,5   |
| Распределительной сети                 | -   | 110                  | НБ     | 126,0   | 96,5  |
|  |   |                      | НМ     | 121,0   | 92,0  |
| Потребителя или распределительной сети | +   | 10                   | НБ     | 11,0  | 10,5  |
|  | -   |                      | НМ     | 10,0  | 9,0   |

\* НБ – наибольший; НМ – наименьший.

ть при соблюдении требуемых уровней напряжения во всех узлах. Вопрос сохранения коммутационного ресурса оборудования в аварийных ситуациях также не рассматривается. Алгоритм аварийного управления может запускаться по факту срабатывания микропроцессорных устройств РЗА с последующим неуспешным АПВ.

**Требования к устройствам управления, исполнения и измерения.** Необходимо особое внимание уделить исполнительным устройствам, которые должны отвечать следующим требованиям системы.

1. Диапазон возможных значений реактивной мощности для компенсирующих устройств должен позволять получить любое значение напряжения из требуемого диапазона регулирования в узле. Для узлов, непосредственно питающих крупные промышленные потребители, этот диапазон составляет +10%  $U_{ном}$ . Для узлов, питающих распределительные сети, границы по напряжению определяются аналитически из необходимости обеспечения достаточности регулировочных диапазонов РПН.

2. Несмотря на то, что для увеличения точности управления необходимо стремиться к возможно меньшим шагам дискретизации исполнительных устройств, дискретность данных устройств (например батарей статических конденсаторов) не должна быть меньше 150 квар из-за большого числа излишних вычислений и недостаточной эффективности регулирования напряжения такими малыми шагами. В качестве критерия эффективности регулирования служит условие  $DU^3 \geq 1,78\%$ , т.е. минимально возможное по условиям дискретности изменение реактивной мощности, которое повлечет изменение напряжения, аналогичное переключению одной отпайки типового устройства РПН понижающих трансформаторов 110/10 кВ, шаг которых равен 1,78% номинального напряжения [11].

Как видно из табл. 2, применение ступеней дискретностью порядка менее 3% мощности на-

грузки (при фиксированной степени компенсации реактивной мощности, равной 25%) неэффективно, несмотря на наличие как отечественной, так и зарубежной практики производства БСК с очень высокой дискретностью.

Таблица 2

| Степень БСК $DQ$ , квар | Отношение <sup>1</sup> $U_1/U_2$ | Потребление (–), выдача (+) реактивной мощности |
|-------------------------|----------------------------------|---|
| $Q_{нгр} = 10$ Мвар     |                                  |   |
| 100                     | 1,007                            | –   |
| 200                     | 1,013                            | –   |
| 300                     | 1,020                            | +   |
| 400                     | 1,027                            | +   |
| 500                     | 1,035                            | +   |
| 600                     | 1,043                            | +   |
| $Q_{бск} = 20$ Мвар     |                                  |   |
| 300                     | 1,010                            | –   |
| 400                     | 1,013                            | –   |
| 500                     | 1,016                            | –   |
| 600                     | 1,020                            | +   |
| 700                     | 1,023                            | +   |
| 800                     | 1,026                            | +   |
| $Q_{бск} = 30$ Мвар     |                                  |   |
| 500                     | 1,011                            | –   |
| 600                     | 1,013                            | –   |
| 700                     | 1,015                            | –   |
| 800                     | 1,017                            | –   |
| 900                     | 1,019                            | +   |
| 1000                    | 1,022                            | +   |



<sup>1</sup>  $U_1$  - напряжение в узле до отключения одной ступени БСК;  $U_2$  - напряжение после отключения.

Данные табл. 2 для произвольной мощности БСК могут быть получены по следующим выражениям с учетом того, что потребление реактивной мощности узлом учитывается знаком «-», выдача — «+»:

$$\frac{U_1}{U_2} = \sqrt{\frac{Q_{\text{бск}} + DQ - Q_{\text{нгр}}}{x_{\text{нгр}} + x_{\text{бск}}}} / \sqrt{\frac{Q_{\text{бск}} - Q_{\text{нгр}}}{x_{\text{нгр}} + x_{\text{бск}}}} = \sqrt{\frac{Q_{\text{нгр}} - aQ_{\text{нгр}} + DQ}{Q_{\text{нгр}} - aQ_{\text{нгр}}}} = \sqrt{1 + \frac{DQ}{(1-a)Q_{\text{нгр}}}} > 1,0178, \quad (4)$$

где  $a=0,25$  – степень компенсации реактивной мощности

3. Истощение коммутационного ресурса должно происходить только после окончания расчетного срока эксплуатации. В связи с этим исключаются воздействия на исполнительное устройство с частотой, превышающей значение ранее представленной предельной частоты воздействий (2). При нарушении условия (2) в случае работы алгоритмов аварийного управления время уставки, а значит и предельная частота, корректируются в соответствии с условием для сохранения коммутационного ресурса:

$$T_{\text{уст}} = \frac{T_p}{n_{\text{рес}}} = \frac{T_p}{n_{\text{рес}} - n_{\text{ш}}}, \quad (5)$$

где  $n_{\text{ш}}$  - число «штрафных» коммутаций, нарушающих условие (4) при аварийном управлении.

Предельная частота воздействий для некоторых образцов оборудования колеблется от 6 раз в сутки для устройств РПН типовых трансформаторов 110/10, до 4 раз в час — для самых современных БСК, оснащенных контакторами ABB V-Contact.

Все исполнительные устройства получают команды только от центральных устройств управления в соответствии с приоритетами системы регулирования напряжения. Все расчетные параметры системы должны вычисляться строго по данным измерений с трансформаторов напряжения и тока, полученных в реальном времени.

В качестве измерительных устройств необходимо использование ИТТ классов точности не хуже 0,2s. Для измерения напряжений допускается использование ИТН только класса точности 0,2.

Работа устройств управления должна соответствовать зависимости, представленной в табл. 3. Расчет зависимости числа рассчитываемых в 1 с режимов от числа узлов в сети проведен исходя из усредненного значения производительности серверов, Intel Xeon, AMD Opteron, широко используемых при создании АСУ ТП ПС.

Область использования системы управления напряжением затрагивает, преимущественно, региональные энергосистемы, число узлов в которых находится в пределах 750–1500. В связи с этим можно заключить, что устройства управления системы смогут анализировать около десятка режимов в секунду. Кроме того, производительность может бытькратно увеличена установкой дополнительных серверов, что приводит, однако, к дополнительным капиталовложениям.

**Разработка алгоритма работы системы централизованного управления напряжением.** Решение поставленных задач осуществляется посредством централизованного управления исполнительными устройствами (устройства компенсации реактивной мощности, устройства регулирования напряжения, фазоповоротные устройства), осуществляемого по разработанному алгоритму работы системы (рис. 2).

Цель работы разрабатываемого алгоритма — минимизация функции потерь активной мощности в

Таблица 3

| Число узлов | Оценочное число операций для одного полного расчета режима с выработкой оптимального решения | Максимальное число решений за 1 с | Время принятия оптимального решения, с |
|-------------|--|-----------------------------------|--|
| 500         | 1 265 040 000  | 104                               | 0,0096                                 |
| 750         | 4 252 560 000  | 31                                | 0,032                                  |
| 1000        | $1,006 \times 10^{10}$   | 13                                | 0,077                                  |
| 1500        | $3,389 \times 10^{10}$   | 4                                 | 0,25                                   |
| 2500        | $1,566 \times 10^{11}$   | 0,84                              | 1,19                                   |
| 5000        | $1,251 \times 10^{12}$   | 0,11                              | 9,09                                   |

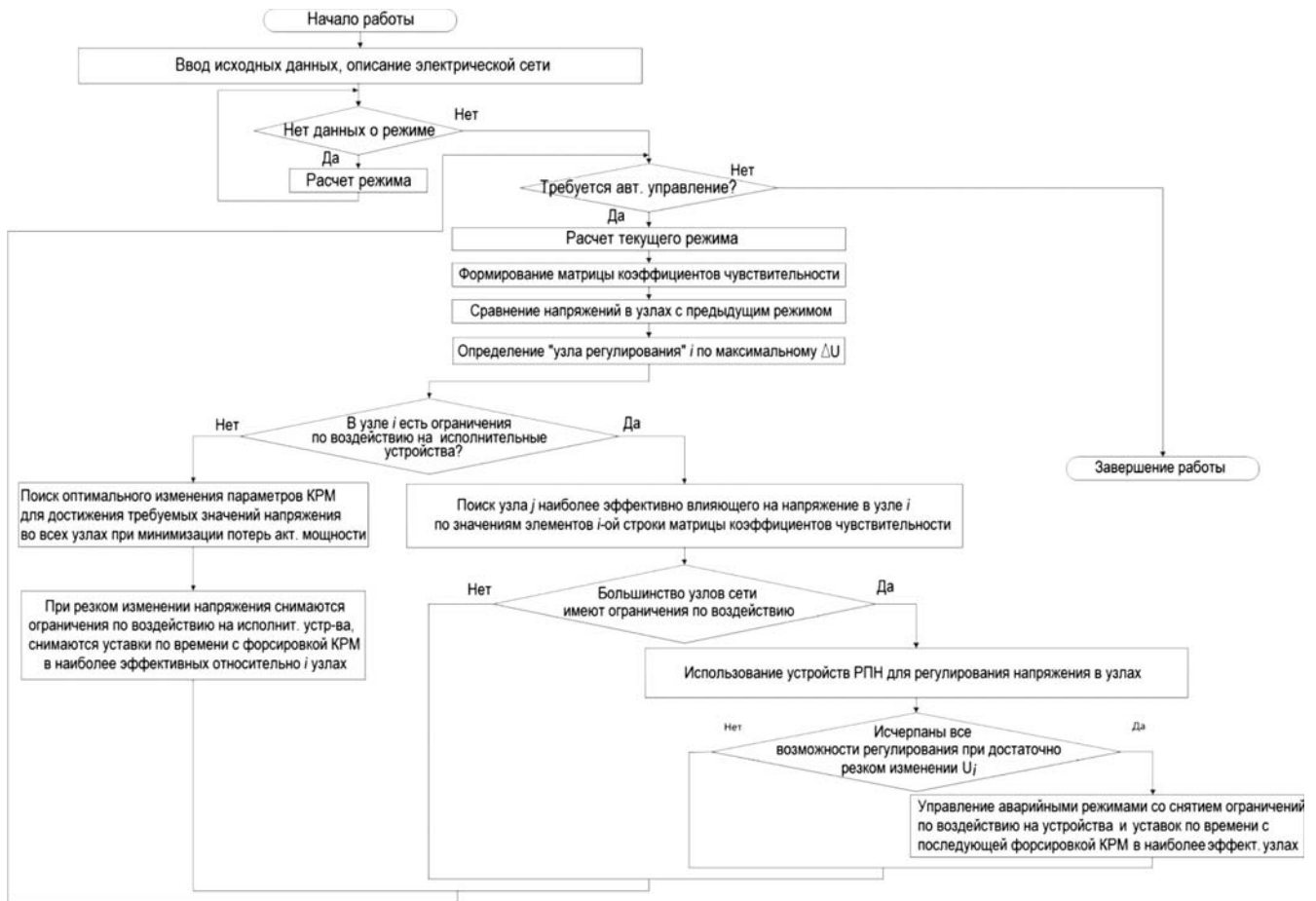


Рис. 2. Упрощенная структурная схема алгоритма работы системы

сети (2). Минимизация должна осуществляться при обеспечении:

- постоянного поддержания напряжения в пределах допустимого диапазона во всех узлах сети;
- допустимой токовой загрузки линий;
- рационального использования коммутационного ресурса оборудования.

Суть алгоритма заключается в следующем.

1. Определение для каждого нового рассчитанного режима узла с максимальным изменением напряжения по сравнению с предшествующим режимом: назначение данного узла «узлом регулирования».

2. Поиск узла, изменение уровня напряжения в котором (эффективный узел) наиболее сильно влияет на уровень напряжения регулируемого узла  $i$ . Поиск осуществляется с помощью матрицы коэффициентов чувствительности, элемент  $(i; j)$  которой представляет собой частную производную напряжения узла  $i$  по напряжению узла  $j$   $(\partial U_i / \partial U_j)$ . Узлы ранжируются по значению частных производных по их напряжениям относительно узла  $i$ , образуя список приоритета регулирования.

3. Для самого эффективного узла без ограничений на выдачу воздействий осуществляется поиск оптимального управляющего воздействия. Для дис-

кретных устройств (БСК, РПН) – последовательным подбором, а для управляемых (СТК, УШР) – методом бисекции; проверяются новые значения  $Q/U$  до достижения следующих условий:

- функция потерь активной мощности (1) прошла через минимум;

- достигнуты предельные значения напряжений (табл. 1);

- новое значение  $Q/U$  приводит к нарушению запаса по статической устойчивости связанных с узлом электропередач.

Подается команда на установку положения исполнительного устройства, соответствующего оптимальному значению  $Q/U$ .

4. После первичного управляющего воздействия для узлов, содержащих управляемые компенсаторы реактивной мощности с неограниченным коммутационным ресурсом, может быть выработано вторичное управляющее воздействие (аналогично п. 3), целью которого является дополнительная подстройка значений потерь активной мощности в сети и напряжения в регулируемом узле. Вторичные воздействия на устройства с ограниченным коммутационным ресурсом исключены.

5. В случае резких ( $dU/DU=1, 10\%/с$ ) и аварийных ( $dU/DU>10\%/с$ ) изменений напряжения осуществляется переход к аварийному алгоритму управления, основанному на снятии уставок по времени и форсировке КРМ.

**Анализ эффективности работы алгоритма в тестовой сети.** Эффективность работы алгоритма оценивалась на основании результатов эксперимента для разработанной тестовой сети, содержащей 10 узлов, а также БСК с различными шагами дискретности, СТК и ФРТ, установленных на передаче 220 кВ, шунтирующей электропередачу 500 кВ.

Суть эксперимента заключалась в последовательном расчете режимов при отсутствии централизованного управления (ЦУ) исполнительными устройствами, а затем при моделировании его наличия с использованием разработанного алгоритма. Периодичность расчета режимов составляла 1 ч. Периодичность расчетов уменьшалась до 5 мин в течение получаса в моменты резкого увеличения реверсивного перетока (9:00–9:30) или смены его направления (23:30–0:00). Учет работы системы в режиме реального времени, а не с заданной периодичностью осуществлен комплексом специальных допущений.

Для каждого рассчитанного режима были сформированы результирующие показатели функционирования сети, предназначенные для оценки выполнения критериев эффективности работы алгоритма:

суммарные потери активной мощности  $DP_S$ , мВт;

потери напряжения до наиболее электрически удаленной точки сети 220 кВ  $DU_{220}$ , %;

потери напряжения до наиболее электрически удаленной точки сети 110 кВ  $DU_{110}$ , %;

число нарушений в узлах требуемого диапазона напряжений  $F_U$ ;

число случаев превышения значений передаваемой по линиям электропередачи активной мощности значением  $1,4P_{\text{нат}} F_P$ ;

число коммутаций исполнительных устройств с ограниченным ресурсом при переходе от режима к режиму  $n_{\text{ком}}$ ;

число коммутаций исполнительных устройств с ограниченным ресурсом при приведении режимов к соответствию  $n_{\text{ком}}^{\phi}$ .

На основе анализа данных показателей для каждого рассчитанного режима в целом для суточного интервала получены следующие итоговые значения:

| Параметр   | Значение параметра |                |
|--|--------------------|----------------|
|  | при отсутствии ЦУ  | при наличии ЦУ |
| Потери электроэнергии, МВт ч/сут*  | 212,332            | 197,709        |
| Число нарушений:   |                    |                |
| по уровню напряжений по передаваемой активной мощности в ветвях  | 97                 | 3              |
|  | 4                  | 1              |
| Число коммутаций: дискретных исполнительных устройств за сутки (фактическое) при непрерывном поддержании оптимального режима | 28                 | 37             |
|  | 73                 | 44             |

\* При  $t = 0,541$  ч,  $T_{\text{нб}}=6000$  ч/год.

**Выводы.** 1. Использование предлагаемого подхода с централизацией управления исполнительными устройствами электрической сети по разработанному алгоритму позволило обеспечить снижение потерь на 7–8% как для ручного, так и для автоматизированного экспериментов, при этом были выполнены ограничения по напряжениям в узлах, а также постоянно обеспечивалась достаточность регулировочных диапазонов устройств РПН.

2. Предлагаемый алгоритм обеспечивает оптимальное использование коммутационного ресурса оборудования сети: исключаются необоснованные простои, при этом команды на переключения выдаются нормированно, не приводя к досрочной растрате ресурса

3. Эффективность управления по предлагаемому алгоритму пропорциональна загруженности режима.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гвоздев Д.Б. Разработка критерия оптимальной информационной нагрузки диспетчера ЦУС предприятия электрических сетей. – Вестник МЭИ, 2013, №2, с. 52–55.
2. Гвоздев Д.Б. Информационная оценка системы диспетчерского управления. – Электрические станции, 2006, №3, с. 47–51.
3. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. – М.: Изд. ЭНАС, 2009, 456 с.
4. Kim T.K., Shin J.H., Kwak N.H. Voltage management system using hybrid voltage control to enhance voltage stability in Jeju power system. – CIGRE 2010 Conference, Section C2, Report 211, 8 p.
5. Горюжанкин П.А., Майоров А.В. Управление напряжением и реактивной мощностью в электроэнергетических системах. Европейский опыт. – Электрические станции, 2008, № 6, с. 40–47.
6. Ilea V., Bovo C., Merlo M., Berizzi A. Reactive power flow optimization in power systems with hierarchical voltage control. – 17th Power Systems Computation Conference. August 22–26, 2011, Stockholm (Sweden), 7 p.

7. Corsi S., Martins N. Coordinated voltage control in transmission networks. – *Electra*, 2007, № 2, pp. 35–41.

8. Francos P., Verdugo S., Alместо C., Baeza D. Present and future reinforcements in the Spanish transmission grid allowing to control active and reactive power flows. – CIGRE 2012 Conference. Section C4, Reports 103, 9 p.

9. Волошин А.А., Косарева Е.Г., Костенко В.В. Системы автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности электростанций и подстанций. – *Электрические станции*, 2007, №4, с. 35–39.

10. СТО 56947007-29.240.55.143–2013. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2013, 67 с.

11. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009, 349 с.

[31.03.15]

*А в т о р ы : Гвоздев Дмитрий Борисович окончил горно-электромеханический факультет Кузбасского государственного технического университета*

*Elektrichestvo (Electricity), 2015, No. 7, pp. 4–11.*

## Achieving More Efficient Work of Operative Dispatch Control Personnel through Setting Up a Centralized Voltage Level Control System

D.B. GVOZDEV and S.S. KHOLOPOV

*The possibility and advisability of developing a system for centralized control of voltage levels in 110–220 kV networks for optimizing the burden imposed on the dispatch control operator sare considered. National and foreign experience gained with construction of systems for centralized control of voltage levels are considered, and applicability of these systems for solving the above-mentioned problems is analyzed. The system operation objectives are determined, the main principles of its operation are developed, and specific requirements for the control, actuation, and measurement devices used as part of the system are established. An algorithm for coordinated control of actuator sin the form of reactive power compensating devices and voltage control devices is developed. The algorithm performance efficiency in the test electric network is analyzed.*

*Key words: electric networks, active power losses, control efficiency*

### REFERENCES

1. Gvozdev D.B. *Vestnik MEI – in Russ. (Bulletin of Moscow Power Engineering Institute)*, 2013, No. 2, pp. 52–55.

2. Gvozdev D.B. *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Plants)*, 2006, No. 3, pp. 47–51.

3. Zhelezko Yu.S. *Poteri elektroenergii. Reaktivnaya moshchnost'. Kachesivo elektroenergii (Loss of electricity. Reactive power. Power quality)*. Moscow. Publ. ENAS, 2009, 456 p.

4. Kim T.K., Shin J.H., Kwak N.H. Voltage management system using hybrid voltage control to enhance voltage stability in Jeju power system. – CIGRE 2010 Conference, Section C2, Reports 211, 8 p.

5. Gorozhankin P.A., Maiorov A.V. *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Plants)*, 2008, No. 6, pp. 40–47.

6. Ilea V., Bovo C., Merlo M., Berizzi A. Reactive power flow optimization in power systems with hierarchical voltage control. – 17th Power Systems Computation Conference. August 22–26, 2011, Stockholm (Sweden), 7 p.

7. Corsi S., Martins N. Coordinated voltage control in transmission networks. – *Electra*, 2007, № 2, pp. 35–41.

8. Francos P., Verdugo S., Alместо C., Baeza D. Present and future reinforcements in the Spanish transmission grid allowing to control active and reactive power flows. – CIGRE 2012 Conference, Section C4, Reports 103, 9 p.

9. Voloshin A.A., Kosareva Ye.G., Kostenko V.V. *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Plants)*, 2007, No. 4, pp. 35–39.

10. СТО 56947007-29.240.55.143–2013. *Metodika raschyeta predel'nykh tokovykh nagruzok po usloviyam sokhraneniya mekhanicheskoi prochnosti provodov i dopustimyykh gaboritov vozduzhnykh linii (Methods of calculating the limit current loads on the conditions of conservation of mechanical strength of the wire and the permissible size of air lines)*. Moscow, JSC «FSC EES», 2013, 67 p.

11. Faibisovich D.L. *Spravochnik po proektirovaniyu elektricheskikh setei (Handbook for designing electrical networks)*. Moscow, Publ. NTs ENAS, 2009, 349 p.

*Authors: Gvozdev Dmitrii Borisovich (Moscow, Russia) – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor in the Moscow Power Engineering Institute, Head of the Situational analysis centre at JSC «Russian Grids».*

*Kholopov Stanislav Sergeevich (Moscow, Russia) – Engineer at the JSC «Russian Telecom Equipment Company».*



*(КузГТУ) в 1996 г. В 2000 г. защитил кандидатскую диссертацию в КузГТУ. Директор Ситуационно-аналитического центра ОАО «Российские Сети», доцент кафедры «Электроэнергетические системы» Научно-исследовательского университета «Московский энергетический институт» (НИУ «МЭИ»).*

***Холопов Станислав Сергеевич** окончил магистратуру Института электроэнергетики НИУ «МЭИ» в 2015 г. Инженер ЗАО «Российская Корпорация Средств Связи».*