

---

**УДК 621.316**

И.С. ГОРДИЕНКО, к.т.н, диспетчер Оперативно-диспетчерской службы  
Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление  
энергосистем Кемеровской и Томской областей», г.Кемерово

### **АВТОМАТИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

Датой начала создания системы оперативно-диспетчерского управления (ОДУ) в электроэнергетике принято считать 17 декабря 1921 года, когда Управлением объединенных государственных электростанций Московского района Главэлектро ВСНХ были подписаны документы, выделившие управление режимом энергосистемы из процессов производства и передачи электроэнергии и закрепившие его в самостоятельную функцию.

Сегодня ОДУ электроэнергетическим режимом энергосистемы в электроэнергетике осуществляется непрерывно в круглосуточном режиме диспетчерским персоналом – работниками диспетчерского центра (ДЦ), уполномоченными при осуществлении ОДУ в электроэнергетике от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (в России это АО «СО ЕЭС») отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения оперативному персоналу, находящемуся непосредственно на объектах электроэнергетики (электрические станции, подстанции, распределительные пункты и др.) или через оперативный персонал центров управления сетями, дистанций электроснабжения, центров управления распределенной генерацией, или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления (ДУ) [1,2]. Технологическая и экономическая основы функционирования электроэнергетики [1], а также требования действующих технических регламентов в сфере функционирования Единой энергетической системы России, определяют круг задач ОДУ, решаемых диспетчерскими центрами. Работа диспетчерского персонала главным образом связана с оперативным принятием решений, то есть отведенное на это время, как правило, ограничено или даже строго регламентировано, особенно это касается предотвращения развития и ликвидации последствий нарушений нормального режима работы энергосистемы.

Постоянное наращивание объемов потребления, а с ним и производства электрической энергии, требует соответствующего

увеличения пропускной способности электрических сетей, путем создания новых линий электропередачи (ЛЭП), объектов электроэнергетики, применения устройств противоаварийной и режимной автоматики. Все это неминуемо приводит к увеличению объема обрабатываемой информации, в том числе в работе диспетчерского персонала, что повышает риск ошибок, последствия которых могут быть значительными [3]. На современном этапе развития электроэнергетики происходит непрерывное внедрение цифровых технологий, в том числе определенное решениями Правительства Российской Федерации [4]. Поэтому в электроэнергетике развитие цифровых технологий, и повышение уровня автоматизации ОДУ в целом является весьма актуальной задачей. В ключе изложенной проблематики целесообразно рассмотреть применяемые диспетчерским персоналом программно-технические средства в составе автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), и выработать требования, для их оптимизации и дальнейшего развития.

Рассмотрим специфику ОДУ на современном этапе.

В процессе ОДУ большая часть диспетчерских команд и разрешений отдается с использованием средств телефонной связи по специально выделенным каналам, путем ведения оперативных переговоров, роль диспетчера в процессе ОДУ остается ключевой, однако, все время увеличивается доля и значение АСДУ. Основные подходы к цифровизации электроэнергетики, этапы развития технологической деятельности и особенности цифрового перехода в электроэнергетике, рассмотрены в [5].

Из применяемых в ДЦ АСДУ для диспетчерского персонала ключевую роль играет Оперативно-информационный комплекс (ОИК), представляющий собой программно-аппаратный комплекс, при помощи которого осуществляется контроль параметров электроэнергетического режима (к основным параметрам относятся: частота электрического тока,  $f$  (Гц); перетоки активной мощности в электрической сети, в том числе в контролируемых сечениях (КС),  $P$  (МВт); токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования напряжением 110 кВ и выше,  $I$  (кА); напряжение на шинах с номинальным напряжением 110 кВ и выше электрических станций и подстанций,  $U$  (кВ)), контроль состояния коммутационных аппаратов оборудования электрических станций, подстанций, электроустановок потребителей, ЛЭП, контроль состояния устройств РЗА, обработка, архивирование поступающей информации и выдача информации о произошедших изменениях электроэнергетического режима, соответствующая аварийная и предупредительная сигнализация (в реальном времени и ретроспективно) [6].

В условиях проведения плановых, неплановых или аварийных ремонтных работ на ЛЭП, электротехническом, электроэнергетическом

оборудовании станций и подстанций, устройствах РЗА и прочем оборудовании, диспетчерским персоналом должно выполняться управление режимом энергосистемы, обеспечивающее ее надежную и устойчивую работу, при нахождении параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений, а при выходе или прогнозировании выхода данных параметров за пределы допустимых значений, например, в случае аварийного отключения подстанционного оборудования или ЛЭП действием устройств РЗА, непланового снижения генерации электростанции или отключения нагрузки потребителей, диспетчерским персоналом должны приниматься решения и отдаваться соответствующие диспетчерские команды или разрешения, направленные на предотвращение развития и ликвидацию нарушения нормального режима [1,2].

В настоящее время в виду многообразия задач ОДУ и ограничений, накладываемых применяемыми численными методами решения математических моделей, используемые комплексы расчета режимов можно разделить на следующие группы: для расчета параметров настройки РЗА и определения мест повреждения на ЛЭП; для расчета динамической устойчивости и определения параметров настройки противоаварийной автоматики (ПА); для расчета установившихся режимов с целью определения условий сохранения статической устойчивости, а также для принятия решений диспетчерским персоналом и для проведения тренировок оперативного и диспетчерского персонала [7,8]. Данные комплексы, как правило, предназначены для решения какой-то одной задачи, имеют собственную информационную модель энергосистемы и собственный формат хранения данных. В 2005 году АО «СО ЕЭС» инициирована проработка вопросов взаимной интеграции информационных моделей и изучению международного опыта. В последствии началось создание Единой информационной модели ЕЭС России (ЕИМ) в соответствии с форматом (the Common information model) CIM (описание электрической сети соответствует стандартам МЭК 61970 и 61968). Состояние вопроса на 2019г. по внедрению CIM АО «СО ЕЭС» изложены в [9].

В настоящее время в АО «СО ЕЭС» происходит поэтапный переход с ОИК СК-2007 на ОИК СК-11 (на базе формата CIM). Для анализа электроэнергетического режима при прогнозировании изменения баланса мощности, планировании и производстве переключений, ликвидации нарушений нормального режима и ряде других задач используется приложение СК-11 – Терминал интерактивного анализа режимов электрической сети (Terminal for Network Analysis, далее – TNA). Используемая для расчета установившегося режима математическая

основа данного комплекса во многом повторяет известный программный комплекс «КОСМОС» [6,7,8]. Принципиальные отличия TNA от КОСМОСа заключаются в применении платформы CIM. По сути TNA интегрирован с СК-11. Это делает комплекс более удобным в применении диспетчерским персоналом: поскольку дает возможность реализовать формы отображения TNA таким образом, чтобы они полностью повторяли формы ОИК, и др. преимущества [6,9].

Для иллюстрации применения TNA в работе диспетчерского персонала рассмотрим пример моделирования регулирования напряжения в сети 110 кВ. Результаты моделирования до и после включения батарей статических конденсаторов (БСК) на ПС 110 кВ в целях регулирования напряжения в сети 110 кВ приведены на рисунках 1а, 1б, 1в. Из них следует, что для регулирования напряжения на ПС 110 кВ допустимо и достаточно включение одной БСК, при одновременном включении двух БСК будет превышено наибольшее рабочее напряжение на шинах 110 кВ [1,2].

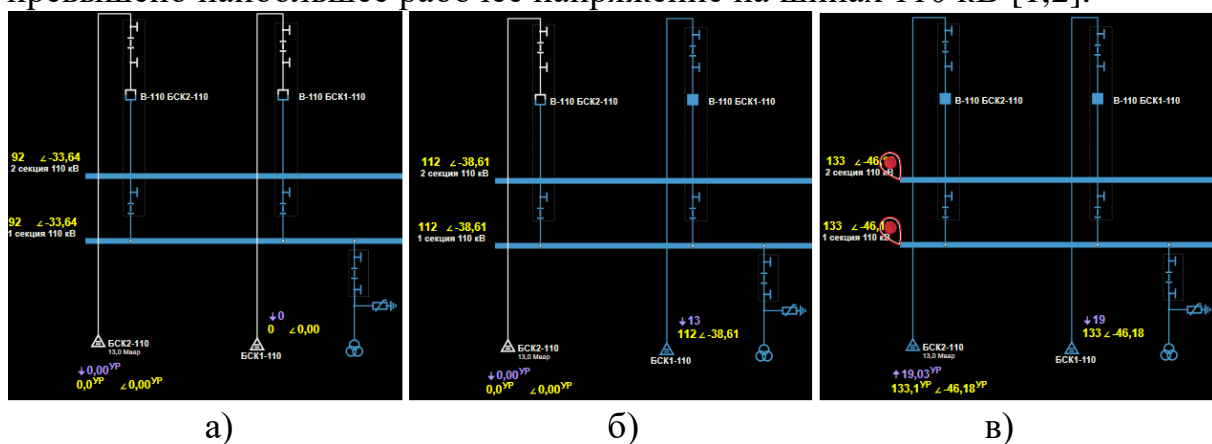


Рисунок 1: а) напряжение на шинах ПС 110 кВ снижено до 92 кВ в результате послеаварийного изменения топологии сети; б) напряжение на шинах ПС 110 кВ поднято до 112 кВ в результате включения БСК1-110; в) напряжение на шинах ПС 110 кВ поднято до 133 кВ (выше наибольшего рабочего) в результате включения БСК1-110 и БСК2-110.

С учетом описанной специфики ОДУ и анализа имеющихся средств моделирования, представленного в [7,8], для решения задач ОДУ, выполняемых диспетчерским персоналом, комплексы расчета электроэнергетических режимов должны отвечать следующим требованиям: 1) применение математических моделей оборудования электрических станций, электросетевого оборудования, нагрузки потребителей и режимной автоматики, обеспечивающих достоверный расчет параметров квазиустановившихся электроэнергетических режимов реальных энергосистем; 2) возможность использования телеметрических параметров текущего и архивного режима из ОИК; 3) оперативность и простота запуска и выполнения расчетов; 4) применение платформы CIM:

удобный интерфейс отображения схем сети и объектов, форм отображения контролируемых параметров, возможность интеграции и информационного обмена с другими АСДУ разных фирм-производителей.

Таким образом, АСДУ являются неотъемлемой частью системы ОДУ на современном этапе и в обозримом будущем. Совершенствование АСДУ остается актуальной задачей, а необходимость унификации обуславливает поэтапный переход на платформу СІМ. Внедрение ЕИМ означает оптимизацию процессов получения, обработки и передачи информации между ДЦ, субъектами и объектами электроэнергетики в целях ОДУ: возможность взаимной интеграции АСДУ, запущен процесс внедрения ДУ объектами [4,5,9]. Автоматизация ОДУ обеспечивает повышение уровня безопасности персонала на объектах, своевременный мониторинг и оптимизацию технологических режимов работы оборудования, а значит и снижение уровня аварийности, что в совокупности является залогом надежности и устойчивости в работе электроэнергетической системы в целом.

#### Список литературы:

1. Федеральный закон "Об электроэнергетике" от 26.03.2003 N35-ФЗ.
2. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждены постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 (ред. от 30.01.2021).
3. Управление мощными энергообъединениями / Н.И. Воропай, В.В. Ершевич, Я.Н. Лугинский и др. Под ред. С.А. Совалова. М.: Энергоатомиздат, 1984. – 256 с.
4. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденная Распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р.
5. П.М. Ерохин, Ю.А. Куликов. Цифровая платформа электроэнергетики России. Электроэнергетика глазами молодежи: материалы X Международной молодёжной научно-технической конференции, Т.1, г. Иркутск, 16-20 сентября 2019. - с.25-30.
6. Ю.Д. Карасев, А.В. Конев, М.Б. Евлахов, И.Н. Крюков. Построение интегрированной АСДТУ. Программный комплекс нового поколения СК-11 для центров управления электрическими системами и сетями./Технические и программные средства систем автоматизации. - 2014 - №11(64). – С. 23-33.
7. А.С. Гусев, С.В. Свечкарёв, И.Л. Плодистый. Основные аспекты проблемы моделирования электроэнергетических систем,

---

перспективы и средства их решения/Известия ВУЗов. Электромеханика, 2006, -№3.

8. Методика и средства адекватной настройки дистанционных защит / Ю.С. Боровиков, А.О. Сулайманов, И.С. Гордиенко // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. - 2013 - Т. 38 - №. 2. - С. 145-151.

9. Н.А. Беляев, Р.А. Богомолов. СИМ в России: опыт АО «СО ЕЭС» по внедрению и сопровождению Единой информационной модели ЕЭС России в иерархической структуре диспетчерского управления, планы и перспективы. Электроэнергетика глазами молодежи: материалы X Международной молодёжной научно-технической конференции, Т.1, г. Иркутск, 16-20 сентября 2019. - с.48-53.

Информация об авторах:

Гордиенко Иван Сергеевич, к.т.н, диспетчер Оперативно-диспетчерской службы, Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Кемеровской и Томской областей», 650000, г. Кемерово, Кузнецкий проспект, д.28, gordienkois@kuzb.so-ups.ru.