

DOI: 10.24143/2072-9502-2020-3-90-98
УДК [621.398:519.712]:621.311.15(470.46)

МОДИФИЦИРОВАННЫЙ АЛГОРИТМ КОНТРОЛЯ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

А. А. Ковалев, Ю. В. Колотилов

*Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Российская Федерация*

В настоящее время основная часть информации, необходимой для осуществления диспетчерского управления и обеспечения управляемости электрооборудования, поступает из систем телемеханики. Обязательным условием при строительстве новых электроэнергетических объектов или при реконструкции старых является внедрение систем телемеханики. Системы телемеханики активно развиваются и совершенствуются. Изначально все они состояли из контролируемого пункта телемеханики, осуществляющего контроль и управление системой, получая и обрабатывая аналоговые сигналы, поступающие от аналоговых измерительных преобразователей по многочисленным прямым кабельным линиям связи. К основным недостаткам такой организации телемеханических систем можно отнести большой объем соединительных кабелей, трудности масштабирования и невысокие метрологические характеристики. С появлением цифровых измерительных преобразователей появилась возможность передавать сигналы от них в цифровой форме, что сокращало количество соединительных линий, упрощало масштабирование и повышало надежность технических систем. Сейчас с помощью одного измерительного преобразователя возможно измерять сразу несколько параметров. К основным измеряемым параметрам электрических станций относятся сила тока, фазовые напряжения, частота переменного тока, активная, реактивная и полная мощности. Дано описание организации системы телемеханики и связи Астраханской ТЭЦ-2. Проанализирован существующий алгоритм контроля мощности станции. Предложен вариант его модификации. Описан пример реализации предложенной модификации алгоритма. Практическая значимость данной работы выражается в уменьшении издержек, вызванных отклонениями от заданных диспетчером значений активной мощности станции, которые несет ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго».

Ключевые слова: системы телемеханики и связи, оперативно-информационный комплекс, алгоритм, контроль мощности, величина отклонений, диспетчерские значения мощности, локальная подсистема.

Для цитирования: Ковалев А. А., Колотилов Ю. В. Модифицированный алгоритм контроля мощности электрической станции // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. 2020. № 3. С. 90–98. DOI: 10.24143/2072-9502-2020-3-90-98.

Введение

В статье рассматривается проблема модификации алгоритмического и программного обеспечения системы телемеханики и связи (СТиС) Астраханской ТЭЦ-2 для расширения ее пользовательского функционала [1] и уменьшения времени реагирования на отклонения от заданных диспетчерских режимов.

Скорость реакции на отклонения от диспетчерских режимов характеризует надежность технической системы в части быстроты изменения заданных рабочих показателей.

Планируется расширить функционал системы путем предоставления пользователю возможности оперативно сверять значения активной и реактивной мощности с данными, предоставляемыми диспетчером. Также планируется создать подсистему, помогающую пользователям принимать решения в вопросе целесообразности проведения ремонта или замены оборудования СТиС.

Модификация алгоритма контроля мощности электрической станции обуславливает необходимость решения следующих задач:

- 1) описать состав и принцип работы СТиС, а также ее место в оперативно-диспетчерском управлении;
- 2) проанализировать существующий алгоритм контроля мощности станции;
- 3) предложить вариант модификации существующего алгоритма в соответствии с пожеланиями пользователей;
- 4) реализовать разработанный алгоритм в рамках конфигурации на платформе «1С: Предприятие».

Положительный эффект от внедрения усовершенствованного алгоритма [2] выражается в уменьшении издержек, вызванных отклонениями от заданных диспетчером значений активной мощности станции, которые несет ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго». В этом заключается практическая значимость данной работы.

Научная новизна работы состоит в разработке нового алгоритма работы СТиС, который можно будет предложить пользователю для внедрения на производстве.

Описание системы телемеханики и связи Астраханской ТЭЦ-2

По характеру выполняемых функций СТиС Астраханской ТЭЦ-2 включает две подсистемы – телемеханики и регистрации аварийных событий [3].

Система телемеханики и связи Астраханской ТЭЦ-2 решает следующие задачи:

- измерение действующих значений силы электрического тока;
- измерение среднего по трем фазам действующего значения силы электрического тока;
- измерение действующих значений фазных напряжений;
- измерение действующих значений линейных напряжений;
- измерение частоты переменного тока;
- измерение активной, реактивной и полной мощностей;
- ведение единого времени системы;
- регистрация телесигналов во времени;
- регистрация нормальных и аварийных процессов и событий;
- передача измерительной информации и информации об аварийных событиях на автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и на диспетчерский пункт филиала ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Астраханское региональное диспетчерское управление (РДУ) и другим субъектам оптового рынка электроэнергетики;
- формирование архивов результатов измерений и событий, вывод их по запросу оператора на экран в виде графиков и таблиц (отчетов, трендов);
- ведение протокола действий оператора;
- представление режимов работы оборудования в реальном масштабе времени [4].

Система реализована на базе оперативно-информационного комплекса (ОИК) «СК-2003», преобразователей измерительных ION 7300 и ION7330 (Госреестр № 22898-02), регистраторов аварийных событий РЭС-3 (Госреестр № 18702-99), контроллеров WAGO для приема и обработки дискретных сигналов, устройства единого времени системы (LANTIME/GPS/AHS), различных коммуникационных средств и программного обеспечения.

Система телемеханики и связи Астраханской ТЭЦ-2 представляет собой многоуровневую распределенную информационно-измерительную систему и находится на нижней ступени иерархии системы диспетчерского управления с центром сбора информации в филиале ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» ОДУ Юга.

1-й уровень включает в себя следующие компоненты: измерительные трансформаторы тока и напряжения; измерительные преобразователи ION 7300, ION7330; регистраторы аварийных событий РЭС-3; контроллеры WAGO; коммутаторы технологической ЛВС.

2-й уровень включает в себя серверы, на которых установлен ОИК «СК-2003», серверы времени, коммутаторы ЛВС, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень включает АРМ на базе ЭВМ IBM PC, средства связи.

Первичные токи и напряжения масштабируются измерительными трансформаторами в сигналы низкого уровня (100 В, 5 А), которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы измерительных преобразователей ION, преобразующих мгновенные значения аналоговых сигналов в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического

тока и напряжения в микропроцессоре преобразователя с учетом коэффициентов трансформации вычисляются действующие значения силы электрического тока, средние по трем фазам действующие значения силы электрического тока, действующие значения фазных и линейных напряжений, активная, реактивная и полная мощность, а также частота переменного тока.

Цифровой сигнал с выходов преобразователей ION поступает в базы данных серверов ОИК «СК-2003», где выполняются присвоение меток времени и дальнейшая обработка измерительной информации (формирование протокола МЭК 870-5-104 [5] и т. п.).

Напряжение и ток со вторичных обмоток ТТ и ТН поступают в регистратор РЭС-3, выполняющий следующие функции:

- измерение и регистрация значений фазных токов и напряжений, токов и напряжений нулевой и обратной последовательности (в том числе в предаварийном и аварийном режимах) с привязкой ко времени;

- трансляция зарегистрированных значений напряжений в базу данных серверов ОИК «СК-2003»;

- регистрация дискретных сигналов релейной защиты и автоматики;

- обработка информации в реальном масштабе времени, формирование различного типа архивов и их энергонезависимое хранение;

- воспроизведение данных архивов в различном виде (векторная диаграмма, осциллограмма и др.);

- обеспечение синхронизации времени регистратора с системным временем;

- передача информации в серверы СТиС Астраханской ТЭЦ-2.

Сбор информации о положении выключателей и разъединителей осуществляется контроллером WAGO.

Обмен информацией между АРМ и ОИК «СК-2003» осуществляется по интерфейсу Ethernet.

Для передачи телемеханической информации в филиале ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Астраханское РДУ [6] по основному и резервному каналам связи используются протоколы МЭК 870-5-104 и протоколы FTP для осуществления доступа к базе данных регистратора аварийных событий на серверах системы.

В качестве программного обеспечения ОИК «СК-2003» используется ПО MS Windows 2003 Server.

Ведение времени в СТиС Астраханской ТЭЦ-2 осуществляется внутренними таймерами следующих устройств: сервер времени LANTIME/GPS/AHS; серверы СТиС; регистратор аварийных событий.

Сервер времени LANTIME/GPS/AHS синхронизирован с сигналами точного времени от GPS-приемника с погрешностью синхронизации ± 10 мкс. Сервер времени контролирует рассогласование времени серверов системы относительно собственного времени и по достижении рассогласования 20 мс корректирует время таймеров серверов СТиС Астраханской ТЭЦ-2 по протоколу SNTP и один раз в 15 мин корректирует время таймера регистратора РЭС-3 по протоколу DNP. Погрешность ведения времени системы не превышает ± 100 мс.

Оперативно-информационный комплекс обеспечивает разграничение прав доступа пользователей к функциям и данным с использованием паролей.

Надежность системных решений: 1) резервирование питания всех компонент системы выполнено посредством автоматического ввода резерва и источников бесперебойного питания; 2) резервирование каналов связи с филиала ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Астраханское РДУ.

Глубина хранения информации: сервер БД – хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, файлов осциллограмм аварийных событий – не менее трех лет.

Существующий алгоритм контроля мощности станции

На рис. 1 представлен алгоритм передачи параметров СТиС в РДУ.

Подразумевается, что при нормальной эксплуатации СТиС должна работать непрерывно. В противном случае при выходе из строя какого-либо ее элемента без оформления аварийной диспетчерской заявки РДУ налагает штраф на генерирующую организацию.

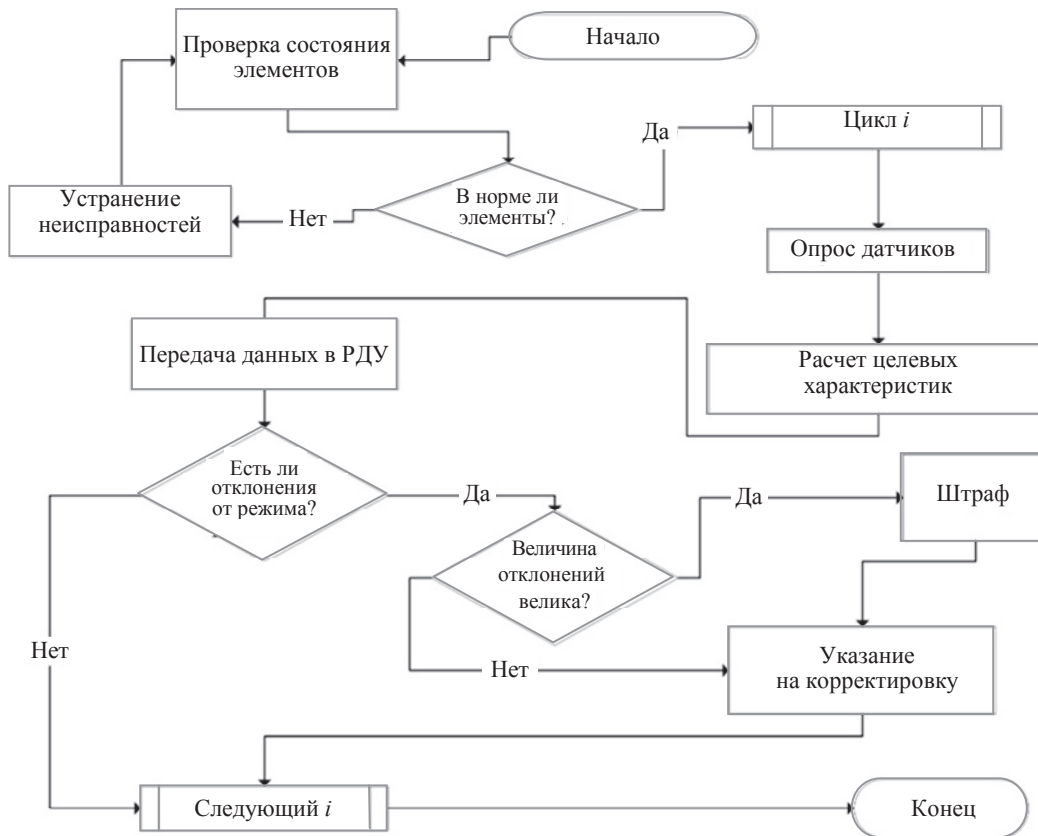


Рис. 1. Алгоритм передачи параметров СТiС в РДУ

Вслед за запуском системы производится контроль исправности элементов. В случае обнаружения поломки необходимо незамедлительно оформить аварийную диспетчерскую заявку и произвести устранение неисправности.

При благополучном завершении проверки исправности элементов осуществляется опрос датчиков. Полученные от датчиков данные в дальнейшем используются для расчета целевых характеристик, которые будут передаваться в РДУ. В РДУ осуществляется анализ полученных данных с целью выявления отклонений от заданных диспетчерских значений [7].

Если в РДУ не выявили никаких отклонений, система продолжает свою штатную работу и сбор данных. В случае выявления отклонений происходит оценка их величины: при небольшом значении отклонений выносится предписание на корректировку работы станции, при существенном значении величины отклонения помимо предписания на корректировку на генерирующую организацию налагается штраф. После устранения всех замечаний работа СТiС и станции в целом продолжается в нормальном режиме.

Предложенный вариант модификации алгоритма

На рис. 2 изображен предлагаемый алгоритм передачи параметров СТiС в РДУ.

После запуска системы происходит проверка состояния элементов. Если имеются неисправные элементы, производится устранение выявленных неисправностей. Если все элементы системы в норме, производится опрос датчиков и расчет целевых характеристик. Данные, полученные в результате произведенных операций, передаются в локальную подсистему оценивания [8]. В ней данные проверяются на наличие отклонений от заданного диспетчерского режима.

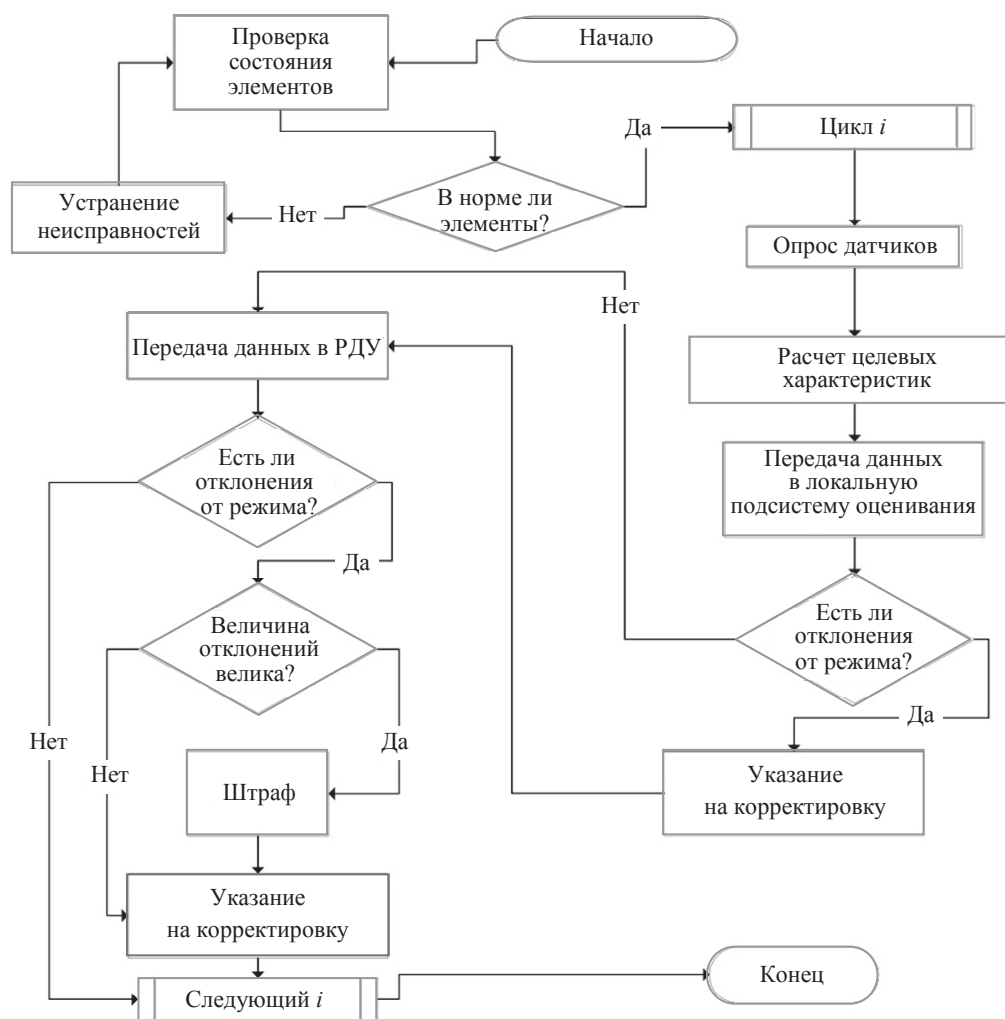


Рис. 2. Предлагаемый алгоритм передачи параметров СТiС в РДУ

Если отклонения обнаруживаются, оператору СТiС выдается указание на корректировку режима работы станции, затем данные передаются в РДУ. Если отклонений не обнаружено, данные сразу передаются в РДУ.

После поступления данных в РДУ они повторно проверяются на наличие отклонений от заданного режима. Если отклонений нет, работа системы продолжается в штатном режиме (возврат к опросу датчиков). Если отклонения присутствуют, оценивается их величина. Если величина отклонений невелика, выдается указание на корректировку и работа системы продолжается (возврат к опросу датчиков). Если величина отклонений велика, на организацию-оператора станции накладывается штраф, затем выдаются указания на корректировку, после чего работа системы продолжается (возврат к опросу датчиков).

Алгоритм включает в себя 4 точки ветвления:

- 1) проверка элементов;
- 2) проверка отклонений от режима (локальная);
- 3) проверка отклонений от режима (РДУ);
- 4) проверка величины отклонений (РДУ).

Программная реализация предложенной модификации алгоритма

Предложенный алгоритм определения состояния подсистемы реализован в виде конфигурации на платформе «1С: Предприятие» [9–11]. Разработанная программа имеет следующие функции:

– генерирует набор псевдослучайных значений величины силы тока и напряжения на трансформаторах первой и второй генерации;

- рассчитывает величины активной, реактивной и полной мощности как в целом по станции, так и по отдельным генерациям;
- генерирует псевдослучайные нормативные диспетчерские значения мощности;
- сравнивает полученные расчетные значения мощности станции с диспетчерским значением мощности в каждой из итераций;
- выводит сообщения о соответствии мощности диспетчерским значениям (норма, недо-статочность или избыточность, %).

Данный функционал реализован в виде отчета «Контроль мощности», результат работы которого представлен на рис. 3.

Таблица										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
P1	Q1	S1	P2	Q2	S2	S общ	S дисп	D S	R	
Активная мощность 1 генерации	Реактивная мощность 1 генерации	Полная мощность 1 генерации	Активная мощность 2 генерации	Реактивная мощность 2 генерации	Полная мощность 2 генерации	Общая мощность станции	Диспетчерская мощность	Отклонение		Рекомендация оператору
155,98	2,72	156	131,98	2,09	156	312	301	Превышение на 3,65%		Отклонение находится в пределах нормы, наблюдайте за дальнейшими изменениями
142,98	2,11	143	168,97	2,72	143	286	312	Недобор на 8,33%		Необходимо повысить генерируемую мощность до заданного диспетчерского значения
120,98	2,27	121	129,98	2,09	121	242	290	Недобор на 16,55%		Необходимо повысить генерируемую мощность до заданного диспетчерского значения
119,98	2,11	120	155,98	1,74	120	240	301	Недобор на 20,27%		Необходимо повысить генерируемую мощность до заданного диспетчерского значения
168,97	2,72	168,99	142,98	2,3	168,99	337,98	219	Превышение на 54,33%		Необходимо снизить генерируемую мощность до заданного диспетчерского значения
109,98	2,27	110	129,98	1,92	110	220	260	Недобор на 15,38%		Необходимо повысить генерируемую мощность до заданного диспетчерского значения
129,98	2,27	130	142,98	2,27	130	260	222	Превышение на 17,12%		Необходимо снизить генерируемую мощность до заданного диспетчерского значения
99,98	2,72	100,02	142,98	2,95	100,02	200,04	278	Недобор на 28,04%		Необходимо повысить генерируемую мощность до заданного диспетчерского значения
129,98	1,92	129,99	99,98	2,09	129,99	259,98	263	Недобор на 1,15%		Отклонение находится в пределах нормы, наблюдайте за дальнейшими изменениями
129,98	2,95	130,01	119,98	2,09	130,01	260,02	287	Недобор на 9,4%		Необходимо повысить генерируемую мощность до заданного диспетчерского значения

Рис. 3. Результат работы отчета «Контроль мощности»

При выполнении отчета формируется таблица, состоящая из десяти столбцов и двенадцати строк. Шапка таблицы, состоящая из подписей к отображаемым характеристикам (активной, реактивной и полной мощностям по первой и второй генерациям, полной мощности станции, заданного диспетчерского значения мощности, величины отклонения, а также рекомендаций для оператора), располагается в первых двух строках таблицы.

Заключение

В рамках статьи была рассмотрена система телемеханики и связи Астраханской ТЭЦ-2, проанализирован существующий алгоритм контроля мощности станции, предложен вариант его модификации, а также описана реализация предложенного алгоритма.

Появление локальной подсистемы оценивания параметров мощности является главным отличием предлагаемого алгоритма от существующего. Все характеристики, полученные в результате работы СТиС, перед передачей в РДУ предварительно проверяются в локальной системе оценивания на наличие отклонений от заданных диспетчерских значений. При обнаружении отклонений подсистема выдаст оператору указание на корректировку режима работы станции. При отсутствии отклонений система будет работать в штатном режиме.

Предложенный алгоритм позволяет осуществлять локальный контроль соответствия генерируемой мощности заданным диспетчерским значениям непосредственно на станции. Благодаря этому сокращается временной отрезок между обнаружением отклонения и осуществлением действий, приводящих к его устранению, со стороны персонала станции. Это позволит либо быстро вернуть станцию в нормальный режим работы, либо в кратчайшие сроки подать аварийную диспетчерскую заявку, что, в свою очередь, приведет к существенному уменьшению издержек на оплату штрафов, наложенных РДУ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балабанов А. В., Шарипов В. А. Система телемеханики для организации автоматизированной системы диспетчерского и технологического управления и создания информационной базы // Промышленные АСУ и контроллеры. 2008. № 12. С. 7–8.
2. Беляков Ю. С. Релейная защита, автоматика и телемеханика электроэнергетических систем и систем электроснабжения потребителей. Петрозаводск: Изд-во ПетрГУ, 2012. 127 с.
3. Гумеров Д. Н., Абузяров В. Н., Кулешов И. В. Основные требования к системам телемеханики // Наука третьего тысячелетия. Уфа: Аэтерна, 2014. С. 13–14.
4. Артюшенков С. Н., Баин А. М. Способ повышения точности регистрации событий в системах телемеханики // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 5. С. 150.
5. Баин А. М., Портнов Е. М. Принципы резервирования систем телемеханики при использовании базового протокола МЭК 870-5-101 // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 2. С. 42.
6. ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2014. 22 с.
7. Гайдуков Ю. О., Глазырин Г. В. Разработка методов оценки небаланса активной мощности в энергосистеме по изменению мощности генераторов электростанции // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе. Тюмень: Изд-во ТИУ, 2016. С. 314–316.
8. Анищенко В. А., Писарук Т. В. Эффективность контроля достоверности измерений в автоматизированных системах управления энергосистемами по предельным значениям // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энергетических объединений СНГ. 2017. Т. 60. № 5. С. 407–416.
9. Радченко М. Г., Хрусталева Е. Ю. Инструменты для создания тиражируемых приложений «1С: Предприятия 8.2». М.: 1С-Паблишинг, 2011. 193 с.
10. Оценко И. А. Азбука программирования в 1С: Предприятие 8.2. СПб.: БХВ-Петербург, 2013. 272 с.
11. Кашаев С. М. Программирование в 1С: Предприятие 8.3. СПб.: Питер, 2014. 304 с.

Статья поступила в редакцию 14.02.2020

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ковалев Адель Ахмедович – Россия, 414056, Астрахань; Астраханский государственный технический университет; аспирант кафедры автоматизированных систем обработки информации и управления; truenerd123@gmail.com.

Колотилов Юрий Васильевич – Россия, 414056, Астрахань; Астраханский государственный технический университет; д-р техн. наук, профессор; профессор кафедры высшей и прикладной математики; kolotilov_yury@mail.ru.



MODIFICATION OF ELECTRIC STATION POWER CONTROL ALGORITHM

A. A. Kovalev, Yu. V. Kolotilov

*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russian Federation*

Abstract. The article describes the problem of the electric station power control. Currently, the most data on the supervisory control and controllability of electrical equipment comes from the remote control systems. The prerequisite for constructing the new electric power facilities or for the recon-

structing the old ones is the introduction of the remote control systems. The remote control systems are rapidly developing and improving. Initially, all of them consisted of a controlled terminal that monitors and controls the system by receiving and processing analogue signals coming from analogue measuring transducers via numerous direct cable communication lines. The main disadvantages of such systems of remote control include a large number of connecting cables, scaling difficulties and low metrological characteristics. With the advent of digital transmitters, it became possible to transmit the digital signals, which reduced the number of connecting lines, simplified scaling and increased the reliability of technical systems. Today, using one measuring transducer makes possible to measure several parameters at once. The main measured parameters of power plants include the intensity of a current, phase voltages, AC frequency, active, reactive and total power. There has been described the arrangement of the remote control and communication systems of the Astrakhan TPP-2. The algorithm for monitoring the power of the station has been analyzed. A variant of its modification is proposed. An example of introducing the proposed modification of the algorithm is described. The practical significance of the study includes reducing costs caused by deviations from the station's active power values set by the dispatcher, which are cured by LUKOIL-Astrakhanenergo, LLC.

Key words: remote control and communication systems, operative information complex, algorithm, power control, deviation values, dispatch power values, local subsystem.

For citation: Kovalev A. A., Kolotilov Yu. V. Modification of electric station power control algorithm. *Vestnik of Astrakhan State Technical University. Series: Management, Computer Science and Informatics*. 2020;3:90-98. (In Russ.) DOI: 10.24143/2072-9502-2020-3-90-98.

REFERENCES

1. Balabanov A. V., Sharipov V. A. Sistema telemekhaniki dlia organizatsii avtomatizirovannoi sistemy dispatsherskogo i tekhnologicheskogo upravleniia i sozdaniia informatsionnoi bazy [Remote control system for organizing automated dispatch and technological control system and creating information base]. *Promyshlennye ASU i kontrolyery*, 2008, no. 12, pp. 7-8.
2. Beliakov Iu. S. *Releinaia zashchita, avtomatika i telemekhanika elektroenergeticheskikh sistem i sistem elektrosnabzheniia potrebiteli* [Relay protection, automation and telemechanics of electric power systems and consumer power supply systems]. Petrozavodsk, Izd-vo PetrGU, 2012. 127 p.
3. Gumerov D. N., Abuziarov V. N., Kuleshov I. V. Osnovnye trebovaniia k sistemam telemekhaniki [Basic requirements for telemechanics systems]. *Nauka tret'ego tysiacheletii*. Ufa, Aeterna Publ., 2014. Pp. 13-14.
4. Artiushenkov S. N., Bain A. M. Sposob povysheniia tochnosti registratsii sobytii v sistemakh telemekhaniki [Method of improving accuracy of event recording in remote control systems]. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniia*, 2014, no. 5, p. 150.
5. Bain A. M., Portnov E. M. Printsipy rezervirovaniia sistem telemekhaniki pri ispol'zovanii bazovogo protokola MEK 870-5-101 [Principles of backup of remote control systems using basic protocol IEC 870-5-101]. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniia*, 2014, no. 2, p. 42.
6. GOST R 55890-2013. *Edinaia energeticheskaiia sistema i izolirovanno rabotaiushchie energosistemy. Operativno-dispatsherskoe upravlenie. Regulirovanie chastoty i peretokov aktivnoi moshchnosti. Normy i trebovaniia* [GOST R 55890-2013. Unified energy system and isolated energy systems. Operational dispatch control. Regulation of frequency and active power flows. Standards and requirements]. Moscow, Standartinform Publ., 2014. 22 p.
7. Gaidukov Iu. O., Glazyrin G. V. Razrabotka metodov otsenki nebalansa aktivnoi moshchnosti v energosisteme po izmeneniiu moshchnosti generatorov elektrostantsii [Development of methods for assessing imbalance of active power in power system by changing capacity of power plant generators]. *Energoberezhenie i innovatsionnye tekhnologii v toplivno-energeticheskom komplekse*. Tiumen', Izd-vo TIU, 2016. Pp. 314-316.
8. Anishchenko V. A., Pisaruk T. V. Effektivnost' kontroliia dostovernosti izmerenii v avtomatizirovannykh sistemakh upravleniia energosistemami po predel'nym znacheniiam [Effectiveness of measurement reliability control in automated control systems of energy systems using limit values]. *Energetika. Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii i energeticheskikh ob"edinenii SNG*, 2017, vol. 60, no. 5, pp. 407-416.
9. Radchenko M. G., Khrustaleva E. Iu. *Instrumenty dlia sozdaniia tirazhiruemykh prilozhenii «1С: Predpriiatia 8.2»* [Tools for creating replicated applications "1C: Enterprise 8.2"]. Moscow, 1S-Publishing, 2011. 193 p.
10. Oshchenko I. A. *Azbuka programmirovaniia v 1S: Predpriiatie 8.2* [Principles of programming in 1C: Enterprise 8.2]. Saint-Petersburg, BKhV-Peterburg Publ., 2013. 272 p.

11. Kashaev S. M. *Programmirovanie v 1S: Predpriiatie 8.3* [Programming in 1C: Enterprise 8.3]. Saint-Petersburg, Piter Publ., 2014. 304 p.

The article submitted to the editors 14.02.2020

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Kovalev Adel Akhmedovich – Russia, 414056, Astrakhan; Astrakhan State Technical University; Postgraduate Student of the Department of Automatic Information Processing and Control Systems; truenerd123@gmail.com.

Kolotilov Yury Vasilievich – Russia, 414056, Astrakhan; Astrakhan State Technical University; Doctor of Technical Sciences, Professor; Professor of the Department of Higher and Applied Mathematics; kolotilov_yury@mail.ru.

