

# 1921

К 100-летию образования системы  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике России

# ИСТОРИЯ

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

# 2021





1921

К 100-летию образования системы  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике России

# ИСТОРИЯ

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2021

УДК 537

ББК 32.1

К 11

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»,  
Департамент общественных связей и информации

**К 11 К 100-летию образования системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике России. История оперативно-диспетчерского управления: 1921–2021. / Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» – Москва, ООО «Типография «Принт Ю», 2021. 416 с. – ISBN 978-5-9904681-4-6**

Издание «История оперативно-диспетчерского управления: 1921–2021» подготовлено и выпущено в свет к 100-летию образования системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике России. В основе текста лежат уникальные свидетельства очевидцев процесса создания, становления и развития оперативно-диспетчерского управления в отечественной электроэнергетике, исторические документы, издание содержит множество архивных фотоматериалов.

Руководитель проекта А. Ф. Бондаренко.

Авторский коллектив: Д. Н. Батарин, А. П. Берсенин, Е. А. Рябовол, Ю. Г. Толкачева, Ю. В. Беляев, А. Н. Сермавбрин, А. М. Соловьева, М. А. Парфенова.

Дизайн и верстка Е. А. Усенко.

УДК 537

ББК 32.1

ISBN 978-5-9904681-4-6

© АО «СО ЕЭС», 2021



## **Николай Григорьевич Шульгинов**

Министр энергетики Российской Федерации

Председатель Совета директоров АО «СО ЕЭС»

### **Уважаемые читатели!**

Лежащая перед вами книга посвящена одной из важных исторических вех в развитии российской электроэнергетики – 100-летию организации системы оперативно-диспетчерского управления.

По очеркам этой книги можно очень наглядно проследить, насколько история развития электроэнергетики и ее «мозгового центра» – оперативно-диспетчерского управления – тесно вплетена в историю страны, увидеть, как в этапах развития отрасли отражаются исторические, экономические, социальные, политические аспекты эпохи.

Для читателей, связавших жизнь с энергетикой, знакомство с книгой – это новая встреча с событиями, обстоятельствами и фактами, которые стали частью их собственного профессионального опыта. Посвятив более сорока лет работе в электроэнергетике и оперативно-диспетчерском управлении, имея возможность лично наблюдать, как сменяли друг друга целые пласты технологий, и участвовать в этих процессах, я убежден, что нашему поколению энергетиков повезло застать один из самых интересных этапов в истории отрасли. Начало «эпохи газа» и появление новых технологий парогазового цикла, масштабное строительство атомных электростанций, освоение сверхвысоких напряжений и окончательное формирование одного из крупнейших в мире энергообъединений – отечественной Единой энергосистемы, появление автоматизированных систем регулирования частоты и мощности, централизованных систем противоаварийной автоматики, промышленное

использование генерации на основе ВИЭ и методов управления ими – вот лишь часть событий этого периода, в течение которого процесс технологической трансформации стал особенно стремительным.

Начало XXI века – время кардинальных структурных изменений, сформировавших ландшафт современной электроэнергетики. Главное событие для оперативно-диспетчерского управления последних 20 лет – возникновение самостоятельной организации, которой была передана вся полнота решений и ответственности за надежное управление совместной работой электроэнергетических объектов в составе ЕЭС России – Системного оператора Единой энергетической системы. Выделение основных «интеллектуальных» функций энергосистемы в независимую структуру позволило провести реформирование отрасли и одновременно с этим заложить основы и механизмы для ее многолетней надежной работы в новых условиях. Формирование рынков электроэнергии, мощности и системных услуг как прочной экономической основы функционирования электроэнергетики, возрождение системы нормативного регулирования технологической деятельности, без которой невозможно сохранять энергосистему как единый технологический механизм, развитие технологий управления электроэнергетическим режимом и разработка расчетных моделей – все это выполнено силами специалистов Системного оператора или при их непосредственном участии. Наконец, построение системы перспективного планирования развития отрасли, что позволило начать превращение постсоветского гиганта с устаревающим оборудованием в одну из самых современных и надежных энергосистем мира.

Логично, что сегодня именно на базе Системного оператора формируется структура, которая позволит определять, как будет выглядеть энергетика в следующие 5–10–30–50 лет.

Эта же способность проникать профессиональным взглядом сквозь десятилетия, двигаться «вместе и немного впереди» энергосистемы позволяет предсказать будущее оперативно-диспетчерского управления.

Уже сейчас мы можем увидеть его очертания. Современные цифровые технологии дают возможность обработки поистине гигантских объемов информации, что открывает широчайшие возможности для более точного прогнозирования состояния большой энергосистемы, освоения новейших технологий мониторинга оборудования и ЕЭС России в целом, мгновенного изменения состояния энергосистемы за счет автоматизированного дистанционного управления, повышения эффективности борьбы с энергетическими авариями и устранения их последствий.

Сегодня, когда перед нами стоит масштабная задача перехода к цифровой энергетике, новому поколению специалистов предстоит трудиться в условиях еще более бурного развития технологий. Им, молодым энергетикам, эта книга позволит приобщиться к бесценному опыту предшественников и испытать гордость за принадлежность к современной динамично развивающейся профессии с вековой историей.

Книга подробно и увлекательно рассказывает о тех аспектах становления оперативно-диспетчерского управления, без которых взгляд на эволюцию отечественной энергетики был бы неполным. Перед вами – захватывающая летопись успехов и достижений нескольких поколений, история уникального профессионального сообщества, на протяжении века формировавшего фундамент для надежной работы Единой энергосистемы страны и по сей день играющего ключевую роль в обеспечении ее надежного функционирования и развития.



## **Федор Юрьевич Опадчий**

Председатель Правления АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

### **Уважаемые читатели!**

Вы держите в руках уникальное издание, посвященное созданию, становлению и развитию оперативно-диспетчерского управления в отечественной электроэнергетике, история которого теснейшим образом переплетена с историей и отрасли, и страны. Эта хрестоматия предназначена широкому кругу читателей: старшеклассникам, определившимся с выбором будущей профессии, студентам профильных вузов и факультетов, молодым специалистам энергокомпаний и, конечно, работникам отрасли и всем интересующимся. Она, несомненно, дополнит учебники по истории энергетики тщательно собранным, проанализированным и системно представленным материалом.

В 2021 году мы отмечаем важную дату – 100-летие создания оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. 17 декабря 1921 года Управлением объединенных государственных электростанций Московского района – Главэлектро ВСНХ РСФСР – было введено в действие «Положение о мерах для координирования параллельной работы электрических станций, входящих в состав Московского районного объединения». Документ стал отправной точкой в создании системы управления электроэнергетическим режимом как самостоятельной технологической структуры. То есть, уже тогда, при создании первой «настоящей» энергосистемы, стало понятно, что для обеспечения ее надежной работы необходимо управлять электростанциями, сетями и объектами потребителей как единым технологическим механизмом.

Книга «История оперативно-диспетчерского управления: 1921–2021» создана сотрудниками Системного оператора Единой энергетической системы, который в 2002 году в рамках реформы отрасли стал первой инфраструктурной организацией, выделенной из состава РАО ЕЭС России, и преемником всей системы диспетчерского управления. Работу над изданием возглавил Александр Федорович Бондаренко – выдающийся энергетик, последний главный диспетчер Единой энергетической системы СССР и первый главный диспетчер Единой энергетической системы России, под чьим непосредственным руководством выстраивалась современная единая трехуровневая вертикаль оперативно-диспетчерского управления ЕЭС.

Мы с гордостью представляем вам труд, охвативший целое столетие. Изложенные в книге факты и проведенный анализ показывают, что оплотом отечественной электроэнергетики, гарантом стабильной работы и развития энергосистем всегда было, есть и будет диспетчерское управление. Специалисты диспетчерских служб обеспечивали надежное управление режимами во время бурных строек 20–30-х годов XX века, отвечали за стабильность энергоснабжения в тяжелые годы Великой Отечественной войны, выполняли свою основную задачу в период происходивших в государстве и отрасли масштабных преобразований и реформ. Без системы оперативно-диспетчерского управления, которая бесперебойно функционирует на протяжении уже ста лет, были бы невозможны ни блестяще реализованный план ГОЭЛРО, ни создание крупнейшего в мире энергообъединения – Единой энергетической системы.

Читатели книги станут свидетелями эпохи, узнают, как создавалось и развивалось оперативно-диспетчерское управление в процессе эволюции отрасли, и получают еще одно подтверждение тому, как важно в наших сегодняшних достижениях опираться на знания, опыт и результаты самоотверженного труда нескольких поколений профессионалов-энергетиков.



**Александр Федорович Бондаренко**

Главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР (с 1992 года – ЦДУ ЕЭС России) в 1987–2002 годах, директор по управлению режимами – главный диспетчер ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» (с 2008 года – ОАО «СО ЕЭС») в 2002–2010 годах

# От ГОЭЛРО до Системного оператора

Развитие российской электроэнергетики условно разделяется на несколько основных этапов, для каждого из которых характерен набор факторов – технологических, географических, сырьевых, экономических и других, определяющих, как именно выполнялась основная миссия любой энергосистемы мира – соответствовать текущему и перспективному спросу потребителей на надежное снабжение электроэнергией наиболее эффективным образом. Каждый последующий этап строился на достижениях предыдущего, изменяясь под новые требования, сформированные изменениями в потреблении, и адаптируя новые технологии производства, передачи, распределения электроэнергии и мощности.

## Период «до плана ГОЭЛРО»

Промышленное применение электроэнергии в России начинается с середины 1880-х годов. Благодаря достижениям науки у промышленности появилась возможность для первого «энергетического перехода»: от непосредственной передачи усилий силовых машин (в основном паросиловых) на движущиеся механизмы через ременные, цепные и т. п. передачи к новому процессу «производство работы на удалении – выработка электроэнергии – передача электроэнергии на расстояние – потребление энергии в виде привода движущихся механизмов».

Переход с непосредственной тяги на более гибкую и эффективную электрическую создал основу для увеличения производительности труда в промышленности и стал важным фактором геоэкономической и геополитической конкуренции России в мире.

На этом этапе электроэнергетика развивалась «децентрализованно», т. е. путем строительства генерации в непосредственной близости от «точек потребления» – многочисленных фабрично-заводских электростанций, построенных промышленными потребителями только для удовлетворения собственных потребностей в электроэнергии, а также городских электростанций, обеспечивавших население электроэнергией для бытовых целей (освещение) и общественного транспорта (трамвай).

Основным первичным источником энергии для электростанций того времени были уголь и нефть с ограниченного числа месторождений, поскольку доставка была затруднена из-за недостаточной развитости сети железных дорог России. Небольшую долю составляли местные источники топлива – дрова, торф и низкокалорийный уголь. Гидроэнергия использовалась в крайне ограниченном объеме.

Уязвимость такого энергетического баланса топлива выявилась во время Первой мировой войны, когда прекратились поставки на электростанции Петрограда высококалорийного английского угля, а железные дороги страны перестали справляться с перевозкой угля из Донецка – единственного крупного поставщика высококалорийного угля в стране.

Выход был в увеличении использования для производства электроэнергии местных видов топлива, торфа и низкокалорийных углей, не требующих транспортировки на большие расстояния, а также строительства гидроэлектростанций в «удобных» местах.

До революции удалось построить лишь одну крупную «торфяную» электростанцию под Москвой, что снизило потребности Москвы в дальнепривозном мазуте, а начатое строительство «торфяной» электростанции под Петроградом и гидроэлектростанции на реке Волхов удалось завершить лишь много лет спустя.

### План ГОЭЛРО

Страна переживает экономический кризис вследствие Гражданской войны и находится в экономической блокаде – отрезана в том числе и от импортных угольных ресурсов. В то же время Советской России крайне необходим экономический прорыв для укрепления обороноспособности, что невозможно без развития электроэнергетики.

Поскольку количество железных дорог за время революции и Гражданской войны в стране не увеличилось, одной из стратегических основ плана ГОЭЛРО становится прежняя «дореволюционная» идея использования местного ископаемого топлива и гидроресурсов.

Значительным отличием советского государства, национализировавшего все основные ресурсы страны, стало наличие единого собственника предприятий, включая обладавших энергетическими

— 218 —

**Сводка данных по электрификации России**  
1-й очереди.

|   | Северный район. | Центрально-приморский район. | Южный район. | Волжский район. | Уральский район. | Кавказский район. | Сибирь, Туркестан. | Всего.  |
|---|-----------------|------------------------------|--------------|-----------------|------------------|-------------------|--------------------|---------|
| <b>I. Общие данные.</b>                         |                 |                              |              |                 |                  |                   |                    |         |
| Число паровых станций                           | 1               | 6                            | 4            | 4               | 3                | 1                 | 1                  | 20      |
| Число гидравлич. станций                        | 3               | —                            | 1            | —               | 1                | 3                 | 2                  | 10      |
| Рабочая мощность паровых станций к. у. . .      | 30000           | 280000                       | 250000       | 100000          | 140000           | 20000             | 40000              | 890000  |
| Рабочая мощность гидроэлектр. станций к. у. . . | 130000          | —                            | 200000       | —               | 25000            | 100000            | 80000              | 535000  |
| Установленная мощность паровых станций к. у.    | 40000           | 380000                       | 330000       | 120000          | 180000           | 30000             | 50000              | 1110000 |
| Установленная мощность гидроэлектр. ст. к. у.   | 155000          | —                            | 230000       | —               | 30000            | 125000            | 100000             | 640000  |

**Данные о главных материалах и сооружениях**  
по электрификации

1-й очереди.

Для сооружения 20 паровых и 10 гидроэлектрических районных станций: потребуется примерно:

|   |                            |
|---|----------------------------|
| Цемента . . . . .                                   | 6.000.000 бочек            |
| Кирпича . . . . .                                   | 150.000.000 штук           |
| Железа сортового (включая маты) . . . . .           | 8.000.000 пуд.             |
| Меди (не считая электр. машин и приборов) . . . . . | 2.500.000 пуд.             |
| Изоляторов разных . . . . .                         | 2.000.000 штук             |
| Трубогенераторов на мощность . . . . .              | 1.110.000 к. у.            |
| Гидрав. турбин и генераторов на мощн. . . . .       | 640.000 к. у.              |
| Котлов паровых . . . . . пов. нагрева . . . . .     | 450.000 кв. метр.          |
| Зданий для паровых станций . . . . .                | 470.000 куб. саж.          |
| Зданий в поселках для паровых станций . . . . .     | 900.000 куб. саж.          |
| Зданий для трансформат. подстанций . . . . .        | 100.000 куб. саж.          |
| Служб. поселки при трансф. подст. . . . .           | 90.000 куб. саж.           |
| Рабочих . . . . .                                   | всего 370 милл. раб. дней. |

*Раздел «Пояснительная записка к схематической карте электрификации России» Плана электрификации РСФСР. Сводные данные по электрификации первой очереди, 1920 год*

мощностями. Сосредоточение всех ресурсов в руках государства позволило сделать следующий «энергетический переход» – от «децентрализованной» энергетики к постепенной «централизации» – пониманию того, что наиболее эффективным способом промышленного использования электрической энергии является ее выработка на крупных электростанциях, расположенных в регионах с наилучшей доступностью топлива, с последующей передачей энергии по ЛЭП в регионы, имеющие спрос на нее. Таким образом, возобладал так называемый «кустовой» принцип (в терминологии того времени) – формирование энергетических «кустов», т. е. энергосистем вблизи промышленно развитых районов. Каждый «куст» включал в себя несколько промпредприятий-потребителей и несколько электростанций, связанных между собой электрическими сетями. Это давало возможность более эффективно использовать имеющуюся генерацию,кратно повышало устойчивость и надежность энергоснабжения за счет резервирования и автоматики: в случае аварии на одном из генераторов нагрузка перераспределялась на оставшиеся в работе электростанции, взаимопомощь между электростанциями позволяла проводить ремонты энергетического оборудования без прекращения энергоснабжения потребителей.

Разрозненные частные собственники электростанций до тех пор не могли договориться об этом из-за экономических разногласий и несовпадения коммерческих интересов. Объединение нескольких разнородных электростанций и потребителей в энергосистему вызвало необходимость формирования специального механизма, балансирующего возможности и интересы всех включенных объектов, – оперативно-диспетчерского управления. Диспетчеризация в электроэнергетике стала выделенной самостоятельной функцией уже в 1921 году.

Объединение электростанций на параллельную работу в общей электрической сети, наряду с приоритетным строительством мощных электростанций, использующих местные виды топлива, стало основным

принципом плана ГОЭЛРО, который неукоснительно соблюдался в течение нескольких десятилетий.

Первые объединенные энергетические системы, включавшие несколько параллельно работающих соседних энергосистем, начали образовываться в предвоенные годы и потребовали повышения уровня оперативно-диспетчерского управления. Объединенные энергосистемы позволяли эффективно масштабировать преимущества объединения нескольких электростанций, но уже на гораздо большую территорию.

### **Великая Отечественная война и первые послевоенные годы**

Своевременность и эффективность создания объединенных энергосистем особенно подтвердились в самый трудный для нашей страны исторический период.

Эвакуация промпредприятий на Урал, в Сибирь и Среднюю Азию потребовала организации там энергоснабжения. И хотя с оккупированных территорий удалось эвакуировать лишь небольшую часть оборудования электростанций, энергетики страны с честью выполнили задачу обеспечения электроэнергией предприятий.

Система оперативно диспетчерского управления была нацелена на максимальную производительность оборудования электростанций, максимальное использование пропускной способности линий электропередачи и вместе с тем – на обеспечение надежного функционирования энергосистем. В условиях, когда каждый производитель танков, пушек, самолетов, боеприпасов пытался превысить отведенный ему лимит потребления электроэнергии, нарушая диспетчерские графики баланса мощности энергосистемы, только обеспеченное поддержкой высшего руководства страны централизованное

диспетчерское управление дало возможность надежного энергоснабжения промышленных предприятий.

В годы войны электроэнергетика работала в условиях острого дефицита топлива, связанного с потерей углей Донбасса и Подмосковья и нефти Северного Кавказа, что стимулировало развитие местной топливной базы на Урале и в Сибири. На этих территориях началось активное освоение угольных месторождений, многие из которых были открыты еще в XVIII–XIX веках.

Восстановление электроэнергетики в первые послевоенные годы происходило путем установки оборудования, полученного по репарациям. В основном это было устаревающее оборудование 30-х годов, но другого выхода не было, поскольку основные отечественные энергомашиностроительные заводы только начинали разворачивать производство. С начала 1950-х и вплоть до 1990-х годов электрические станции и сети оснащались только отечественным оборудованием.

Основой топливного баланса тепловых электростанций оставались местные угли, торф, мазут. Началось строительство каскадов гидроэлектростанций на Волге, Каме, Днепре и Ангаре.

### **1950–1960-е годы**

Вынужденное использование устаревшего оборудования привело к отставанию показателей экономичности энергетики от передовых стран. Принятые меры позволили в кратчайшие сроки последовательно разработать и включить в работу энергоблоки 150, 200, 300 и 800 МВт, обладавшие экономичным расходом топлива и сниженными затратами на строительство и эксплуатацию. Вводятся в строй самые крупные гидроэлектростанции каскада ГЭС на Волге – Куйбышевская

(Жигулевская) и Сталинградская (Волжская). В Сибири строятся крупнейшие на тот период в мире Братская и Красноярская ГЭС.

Бурно растущая промышленность страны требовала все больше энергоресурсов, баланс которых в европейской части страны нуждался в дополнительных источниках, одним из которых стала атомная энергия.

Использование обогащенного урана для выработки электричества открывало новую эру в истории отрасли, полностью меняя ее уклад. Фантастическая энергоотдача ядерного топлива при относительно небольшом весе и объеме позволяла перевозить его по всей стране независимо от местонахождения атомных электростанций и месторождений, отказавшись от принципа «кустования» электростанций вблизи топливных ресурсов, заложенного в эпоху ГОЭЛРО.

Первая АЭС была подключена к отечественной энергосистеме в 1954 году, и с 1960-х годов началось промышленное применение «мирного атома».

Балансирование нагрузки АЭС (восполнение выработки в случае отключения мощных энергоблоков при авариях) и компенсация их неспособности участвовать в регулировании частоты (загружаться и разгружаться на значительные величины по команде) должно было осуществляться за счет мощных ГЭС Волжско-Камского каскада и гидроаккумулирующих электростанций – ГАЭС, однако планы строительства ГАЭС были свернуты в связи с распадом СССР. В современной ЕЭС России доли атомной и гидрогенерации по установленной мощности примерно равны.

### 1970–1980-е годы

Развернутое в 1970-х годах строительство АЭС с энергоблоками 1000 МВт нацеливалось на ежегодный ввод до 10 ГВт, что было

трудновыполнимой задачей для отечественной промышленности. Понимая это, правительство принимает дополнительный вариант обеспечения энергетического фундамента для развития страны – строительство крупных тепловых электростанций, расположенных вблизи мест добычи угля в Казахстане и Сибири, с передачей выработанной электроэнергии в Центральный район.

Для передачи крупных перетоков электроэнергии началась постройка двух самых мощных в мире линий электропередачи – переменного тока напряжением 1 150 кВ и постоянного тока  $\pm 750$  кВ (такие линии впоследствии были построены только через 25 лет в Китае).

Грандиозные планы по строительству АЭС были в значительной степени уничтожены Чернобыльской аварией, и до сих пор основную долю баланса в выработке электроэнергии составляют тепловые электростанции, сжигающие органическое топливо. Однако в топливном балансе страны в те годы происходят значительные изменения. Если для тепловых электростанций Сибири и Дальнего Востока уголь оставался единственным видом топлива, то в европейской части большинство вводимых энергоблоков 300 и 800 МВт изначально проектировались под использование мазута. В конце 1970-х годов расход мазута составил более 100 млн тонн, а его доля в топливном балансе – 33 %. Но в 1980-х в электроэнергетику пришел природный газ.

### Эпоха газа

В 1970–1980-х годах началось освоение обширных газовых месторождений Западной Сибири и Крайнего Севера. Газ быстро становился дорогим экспортным ресурсом. Началось строительство газопроводов в Европу, и в энергетике возобладала идея его доставки по газопроводам в европейскую часть страны непосредственно на электростанции.

В результате этого, а также «конкурентной борьбы» между министерствами и ведомствами за госбюджетное финансирование, из двух возможных стратегических путей развития энергетики:

- строительство электростанций вблизи месторождений, сжигание топлива «на месте» и передача энергии по сверхдальним магистральным ЛЭП потребителям в промышленно развитые районы;

- строительство газопроводов от месторождений к центрам потребления (и на экспорт), сжигание топлива на электростанциях, построенных в промышленно развитых районах, – победил второй.

Распад СССР привел к прекращению строительства электропередачи постоянного тока, а построенные линии переменного тока работают на напряжении 500 кВ, что достаточно для межсистемных перетоков Сибирь – Казахстан – Урал.

В 1980-х годах началась массовая замена угля и мазута газом, в первую очередь на ТЭЦ, расположенных в городской черте, что благоприятно влияло на экологическую обстановку. Практически все вводимые в европейской части ЕЭС тепловые электростанции стали проектироваться с учетом использования газа в качестве основного топлива.

Новым технологическим прорывом в энергетике стало строительство электростанций с парогазовыми установками, обладающих более высоким КПД по сравнению с паросиловыми энергоблоками. Однако, учитывая особенности эксплуатации импортного оборудования, создание отечественного оборудования для парогазовых электростанций является актуальной задачей.

## Единая энергосистема

С середины 1950-х отечественная электроэнергетика совершила еще один «энергетический переход» – отдельные энергообъединения,

сформированные в промышленно развитых регионах, начали объединяться в Единую энергетическую систему страны. Процесс, задуманный и предсказанный еще в конце 1930-х годов в так называемом «Втором плане электрификации СССР», который не был осуществлен из-за Великой Отечественной войны, стартовал с ввода в 1956 году ЛЭП 400 кВ Куйбышев – Москва. Необходимость формирования ЕЭС была продиктована растущими потребностями в обеспечении надежного энергоснабжения развивающейся послевоенной экономики страны и обеспечена развитием технологий, в том числе появлением в 1950-х годах технологий противоаварийного управления для сохранения живучести крупных энергообъединений и их надежной параллельной работы друг с другом – комплексов противоаварийной автоматики на базе аналоговой и релейной техники, а с середины 1960-х годов – с применением ЭВМ.

В 1967–1969 годах было создано Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы СССР, которая шагнула далеко за Урал, включив в себя ОЭС Сибири и ОЭС Казахстана с присоединенными энергосистемами среднеазиатских республик.

Благодаря успешному сочетанию всех доступных на тот момент технологий – тепловой генерации на угле и газе, атомных станций и ГЭС, а также магистральных сетевых передач переменного тока, объединенных в Единую энергосистему с трехуровневой иерархией оперативно-диспетчерского управления, – электроэнергетика страны к концу 1980-х годов приобрела свой современный облик.

Также к концу 1980-х было создано уникальное и беспрецедентное межгосударственное энергообъединение «Мир», связавшее энергокомплексы общей установленной мощностью 400 000 МВт и охватывающее территорию от Улан-Батора до Берлина, в котором параллельно с ЕЭС СССР работали энергосистемы стран – членов СЭВ: Болгарии, Венгрии, ГДР, Польши, Румынии, Чехословакии и Монголии. Параллельно, несинхронно с ЕЭС СССР (через вставку постоянного

тока) работала энергосистема Финляндии. От сетей ЕЭС СССР осуществлялось также энергоснабжение потребителей ряда стран Европы и Азии: Норвегии, Турции. В 1990-х годах энергосистема «Мир» была почти полностью утеряна для нашей страны – сейчас остались только связи с Финляндией и Норвегией.

В начале 2000-х годов были введены в работу межсистемные связи Север – Юг Казахстана, что позволило подключить к ЕЭС объединение энергосистем Средней Азии. При этом впоследствии к электрическим сетям энергосистемы Узбекистана были подключены несколько энергорайонов Афганистана. Крупным международным энергообъектом также является введенная в 2000-х годах связь ЕЭС через вставку постоянного тока с Китаем.

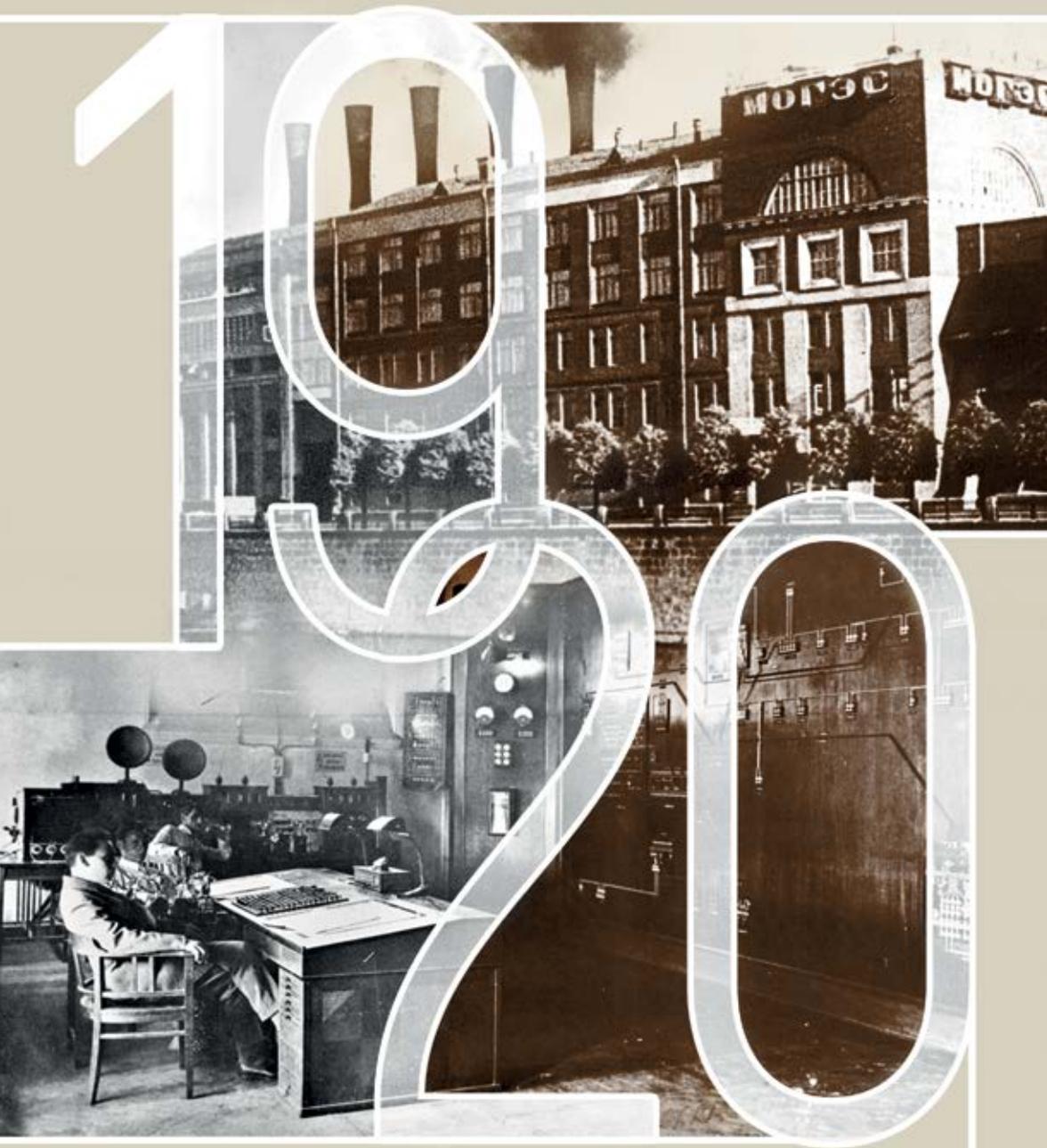
На пике развития ЕЭС СССР в ее составе параллельно работали 88 региональных энергосистем из 102 существовавших на территории Советского Союза, причем региональная структура энергосистемы страны почти полностью повторяла административно-территориальное деление, то есть делилась на энергосистемы краев, областей и автономных республик, причем иногда независимо от наличия в них крупных источников генерации и/или потребления. Впоследствии создание в 2002 году Системного оператора Единой энергетической системы, отвечавшего за управление и рациональное развитие энергосистемы страны, позволило отойти от традиционного, но неэффективного «административно-территориального» принципа в управлении ЕЭС. Структура управления энергосистемой была оптимизирована за счет того, что диспетчерские центры в региональных энергосистемах, фактически не имевших собственного электроэнергетического режима, в 2002–2016 годах были сокращены с передачей управления в диспетчерские центры Системного оператора, управлявшие укрупненными энергосистемами.

## Содержание

|  |            |
|--|------------|
| <b>От ГОЭЛРО до Системного оператора .....</b>                           | <b>8</b>   |
| Период «до плана ГОЭЛРО» .....   | 9          |
| План ГОЭЛРО .....  | 10         |
| Великая Отечественная война и первые послевоенные годы .....             | 13         |
| 1950–1960-е годы.....  | 14         |
| 1970–1980-е годы.....  | 15         |
| Эпоха газа.....  | 16         |
| Единая энергосистема .....   | 17         |
| <b>1920-е годы.....</b>  | <b>23</b>  |
| Рождение системы диспетчерского управления .....                         | 24         |
| Первые диспетчерские службы.....   | 33         |
| Техническое оснащение диспетчерских пунктов.....                         | 45         |
| Функционал диспетчерских служб.....                                      | 50         |
| Организация региональных энергосистем.....                               | 51         |
| <b>1930-е годы.....</b>  | <b>65</b>  |
| Формирование энергосистем.....   | 66         |
| Три варианта развития .....  | 70         |
| Структура и первые нормативные документы диспетчерских служб.....        | 75         |
| Развитие инструментов диспетчера.....                                    | 78         |
| Образование объединенных энергосистем Центра.....                        | 86         |
| Первый опыт параллельной работы энергосистем .....                       | 89         |
| Образование объединенных энергосистем Верхней Волги .....                | 92         |
| Образование объединенных энергосистем Юга.....                           | 95         |
| Объединение Донбасской энергосистемы с Ростовской и Днепроградской ..... | 97         |
| <b>1940-е годы.....</b>  | <b>101</b> |
| Эвакуация в тыл.....   | 102        |
| Битва за Москву.....   | 103        |
| Энергетическая блокада Ленинграда.....                                   | 105        |
| Создание ОДУ Урала.....  | 107        |
| Обеспечить любой ценой.....  | 113        |
| Задачи уральских энергетиков.....  | 117        |
| Восстановление энергетического хозяйства .....                           | 120        |
| Создание ОДУ Центра .....  | 124        |

|  |            |
|--|------------|
| <b>1950-е годы.....</b>  | <b>133</b> |
| Авария с положительным эффектом.....                                     | 134        |
| Растущая мощность.....   | 136        |
| Создание ЕЭС .....   | 139        |
| Впервые в мире.....  | 146        |
| Натурные испытания для дальних электропередач.....                       | 149        |
| Новый уровень оперативно-диспетчерского управления.....                  | 150        |
| На пороге компьютерной эры.....  | 153        |
| <b>1960-е годы.....</b>  | <b>159</b> |
| Создание единой системы противоаварийного управления.....                | 160        |
| Автоматизация управления режимом: новый этап.....                        | 163        |
| Компьютеры для энергетики .....  | 165        |
| Создание ЕЭС европейской части СССР .....                                | 170        |
| <b>1970-е годы.....</b>  | <b>181</b> |
| Создание ЦДУ.....  | 182        |
| Строительство здания ЦДУ .....   | 188        |
| Развитие ОДУ.....  | 193        |
| Развитие генерирующих объектов и межсистемных связей .....               | 196        |
| Противоаварийная автоматика .....  | 203        |
| Автоматизация управления режимом.....                                    | 204        |
| В условиях энергодифицита .....  | 207        |
| Показательная авария.....  | 211        |
| Первые шаги ОДУ Центра.....  | 213        |
| <b>1980-е годы.....</b>  | <b>215</b> |
| Межсистемные связи.....  | 216        |
| Новые кадры .....  | 219        |
| Система плановых показателей.....  | 222        |
| Развитие систем РЗА.....   | 224        |
| Автоматизация диспетчерского управления .....                            | 227        |
| Характеристики ЕЭС СССР в 1980-х годах .....                             | 231        |
| <b>1990-е годы.....</b>  | <b>237</b> |
| От ЕЭС СССР к ЕЭС России и энергообъединению<br>стран СНГ и Балтии ..... | 238        |
| Чтобы объединиться, надо разъединиться .....                             | 244        |
| Технологическое развитие .....   | 250        |
| Первые шаги рынка .....  | 255        |

|   |            |
|---|------------|
| <b>2000-е годы</b> .....  | <b>257</b> |
| От проекта к реализации.....                                    | 258        |
| Формирование оргструктуры Системного оператора.....             | 261        |
| «Болезни роста».....  | 266        |
| Момент истины.....  | 271        |
| Невидимая рука рынка.....                                       | 279        |
| Новые технологии для новых условий.....                         | 285        |
| Система планирования развития ЕЭС России.....                   | 290        |
| Международное сотрудничество.....                               | 292        |
| С уважением к прошлому и заботой о будущем.....                 | 296        |
| <b>2010-е годы. Настоящее время</b> .....                       | <b>301</b> |
| Оптимизация структуры оперативно-диспетчерского управления..... | 302        |
| Интеграция в ЕЭС России новых энергосистем.....                 | 306        |
| Электрическое кольцо БРЭЛЛ.....                                 | 318        |
| Развитие рынков.....  | 323        |
| Обновление генерации.....                                       | 327        |
| Вхождение в «эпоху 3D».....                                     | 335        |
| Изменение основ.....  | 340        |
| Курс на цифровизацию.....                                       | 343        |
| Нормативное регулирование.....                                  | 356        |
| <b>Выдающиеся личности</b> .....                                | <b>363</b> |
| <b>Внешние источники иллюстраций</b> .....                      | <b>413</b> |

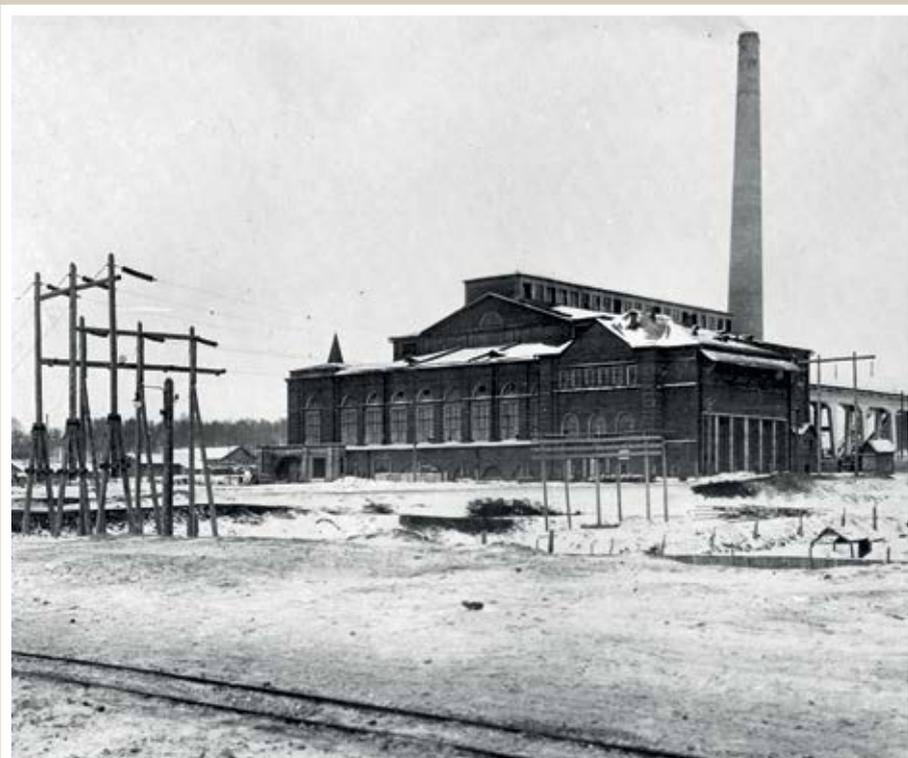


1920-е годы

## Рождение системы диспетчерского управления

Начало масштабного и многолетнего процесса формирования отечественной электроэнергетики как полноценной и одной из важнейших отраслей экономики связывают с планом ГОЭЛРО, принятым 22 декабря 1920 года на VIII Всероссийском съезде Советов. Первый единый государственный план развития народного хозяйства Советской России был рассчитан на 10–15 лет: за это время предполагалось построить высоковольтные линии электропередачи и 30 новых электрических станций общей установленной мощностью 1750 МВт – 10 ГЭС и 20 ТЭС. Все это обширное по тем временам энергетическое хозяйство должно было обеспечить работоспособность десятков промышленных, транспортных, инфраструктурных объектов, которые строились в это время в разных регионах страны. Опережающее развитие электроэнергетики привязывалось к планам развития территорий. К 1931 году в части электрификации план был выполнен по основным показателям, а в 1935 году – перевыполнен почти в три раза. Но ни осуществление плана, ни создание энергосистем были бы невозможны без организации и развития оперативно-диспетчерского управления, и необходимость создания отдельной централизованной системы управления энергетическими объектами стала очевидной с первых же месяцев реализации плана ГОЭЛРО.

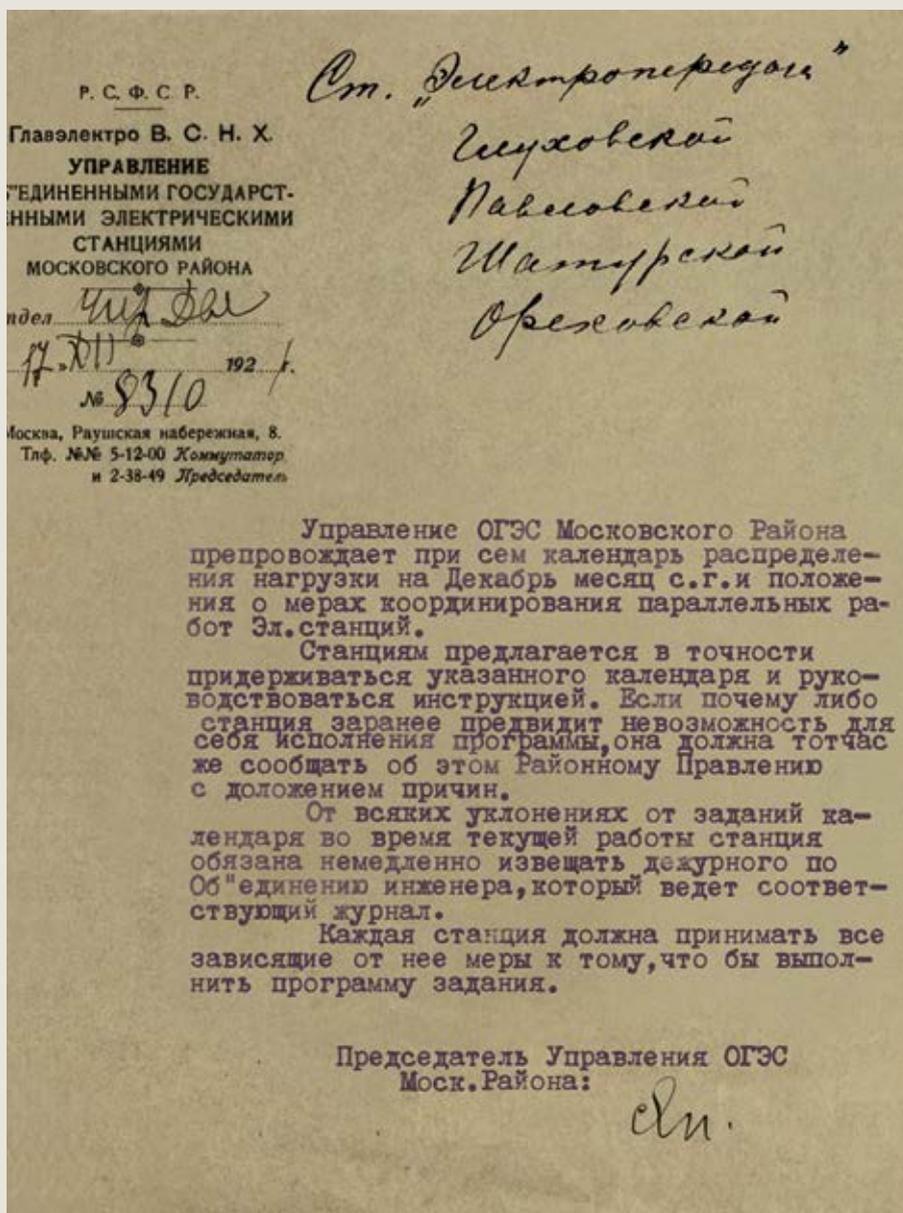
С присоединением к параллельно работающим станциям – «Раушской» и «Электропередаче» – в 1920 году Глуховской, Павлово-Посадской и Ореховской электростанций, в 1921-м – «опытной» Шатурской электростанции и ожиданием ввода в 1922 году мощной Каширской ГРЭС, возникла необходимость в разработке принципиально нового подхода к управлению электростанциями энергосистемы, а именно к созданию системы оперативно-диспетчерского управления.



*Каширская ГРЭС, 1920-е годы*

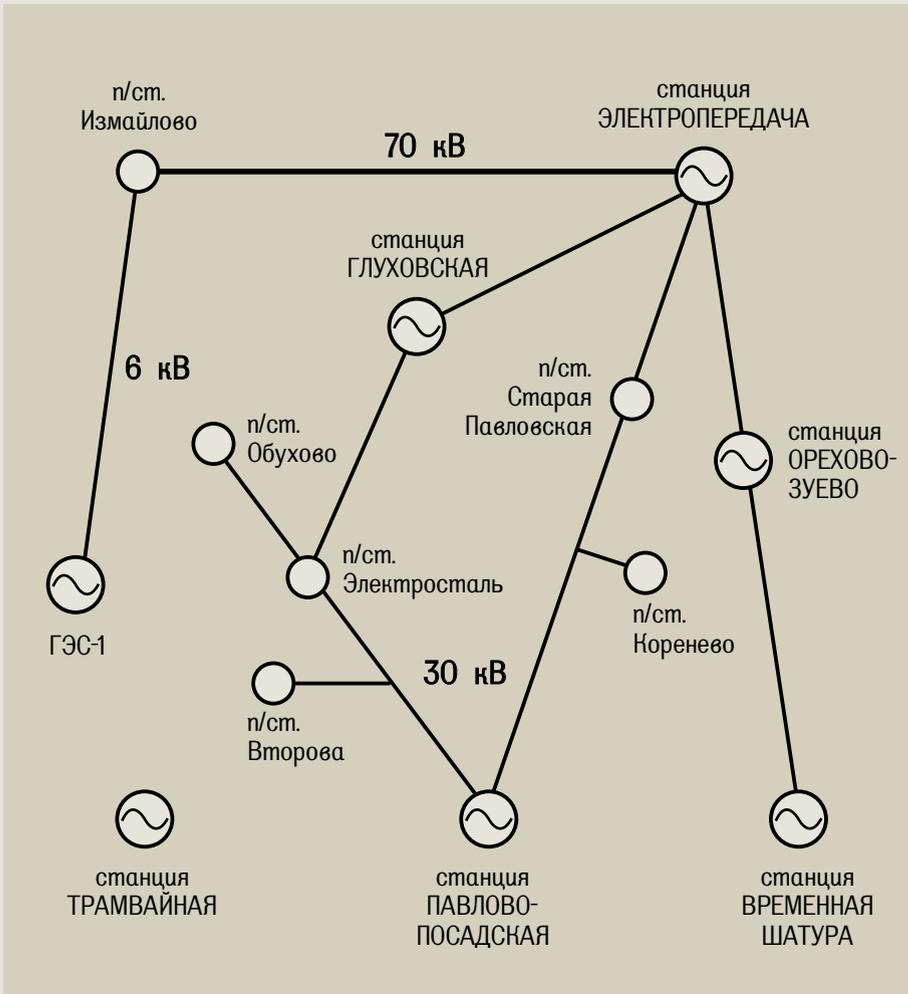
До этого совместная работа станций и сетей Мосэнерго не представляла особо сложной задачи, так как параллельно работали только две электростанции – «Раушская» и «Электропередача». При распределении нагрузок между ними мощность «Электропередачи» использовалась почти полностью, а остальную часть общей нагрузки принимала на себя «Раушская».

Именно появление в энергосистеме новых работающих параллельно электростанций привело к разработке **«Положения о мерах для координирования параллельной работы электрических станций, входящих в состав Московского районного объединения»**

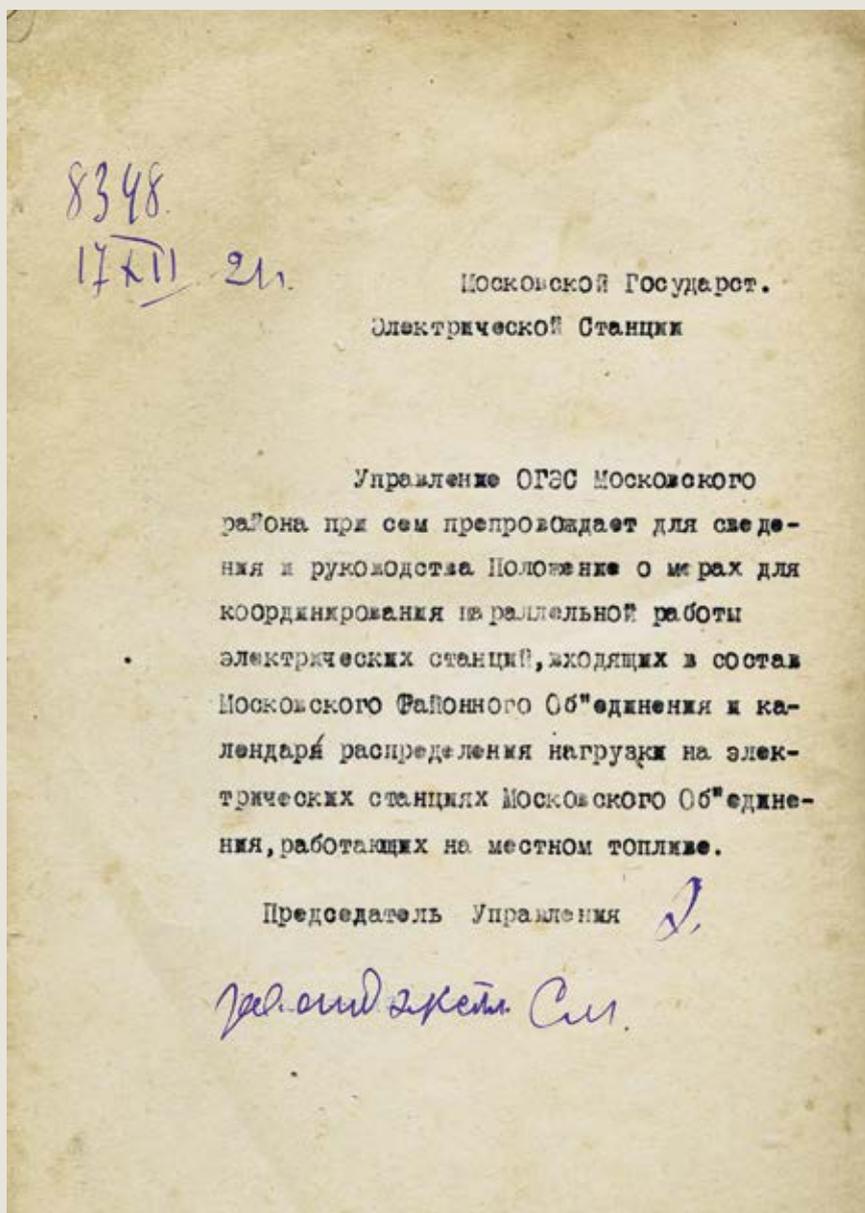


*Письмо Управления объединенными государственными электрическими станциями Московского района Главэлектро ВСНХ РСФСР № 8310 за подписью председателя А. И. Эйсмана*

и «Календаря распределения нагрузки электростанций», введенных в действие 17 декабря 1921 года письмами № 8348 и № 8310 Управления объединенных государственных электростанций Московского района Главэлектро ВСНХ. Эти документы стали отправной точкой в создании системы оперативно-диспетчерского управления как технологической структуры электроэнергетики в нашей стране.



*Схема энергосистемы объединения Мосэнерго, 1921 год*



Письмо Управления объединенными государственными  
электрическими станциями Московского района Главэлектро ВСНХ  
РСФСР № 8348

«Положение...» обязывало каждую электростанцию нести нагрузку, задаваемую диспетчерским графиком. Диспетчерский график, или «календарь нагрузки» по терминологии тех лет, составлялся таким образом, что в первую очередь загружались электростанции, сжигающие недефицитные виды топлива – торф и подмосковный уголь.

Для общей координации деятельности всех работающих параллельно станций была учреждена должность «дежурных по Объединению инженеров», в обязанности которым вменялось:

– *«контролировать, с записью в журнале, фактическую почасовую нагрузку каждой станции и в случае невыполнения задания немедленно выяснять причину такого отклонения;*

– *при невозможности выполнения станцией задания по несению нагрузки в соответствии с графиком из-за токовой перегрузки электрической сети принять возможные меры по перераспределению нагрузки между остальными станциями;*

– *в случае возникновения аварийной ситуации или потери генерирующего оборудования принять меры к «ликвидации расстройства электроснабжения» и обеспечить перераспределение нагрузки между остальными станциями».*

В соответствии с «Положением...», обязанности дежурных по Объединению инженеров возлагались на дежурных инженеров Московской ГЭС № 1 – так стала теперь называться «Раушская» электростанция. МГЭС № 1 была самой крупной электростанцией в энергосистеме, мощность ее составляла 55 МВт, в то время как реальные мощности других объединенных электростанций не превышали 10–15 МВт. Так что возложение на нее ответственности за баланс энергосистемы в целом вполне логично.

17 декабря 1921 года, когда Управлением были выпущены документы № 8348 и № 8310, считается днем рождения системы оперативно-диспетчерского управления Единой энергетической системы России.

Декабря 13-го дня 1921 года.

Н.

П О Л О Ж Е Н И Е

О М Е Р А Х Д Л Я К О О Р Д И Н И Р О В А Н И Я П А Р А Л Л Е Л Ь Н О Й Р А Б О Т Ы В Л Е К Т Р И Ч Е С К И Х С Т А Н Ц И Й , В Х О Д Я Щ И Х В С О С Т А В М О С К О В С К О Г О Р А Й О Н Н О Г О О Б \* Е Д И Н Е Н И Я .

1. Районные Станции, работающие на местном топливе, должны вести нагрузку согласно нормы, установленной календарем нагрузки. Календарь нагрузки составляется каждый месяц Районным Правлением.
2. На обязанности Управления каждой станции состоит принимать все необходимые меры для исправного выполнения установленной нормы. Обо всех факторах, препятствующих выполнению нормы в полном размере, Управление Станции своевременно доводит до сведения Районного Правления.
3. Обо всех авариях и непредвиденных нарушениях правильной работы станции Заведующий Станцией или замещающее его лицо немедленно доводит до сведения дежурного по Об\*единению инженера /см.ниже/.
4. Для общей координации работы всех работающих параллельно станций Об\*единения учреждаются должности дежурных по Об\*единению инженеров.
5. На обязанности дежурных по Об\*единению инженеров состоит:
  - а/ регулярно в течение суток принимать в установленные часы сведения о фактической нагрузке каждой станции и вести соответствующий журнал;
  - б/ в случае отклонения фактической нагрузки от установленной для данной станции нормы в сторону уменьшения, немедленно выяснять причины такого отклонения;
  - в/ если причиной отклонения от нормы является неправильное распределение нагрузки /в амперах/, принимать возможные меры к более правильному распределению ампер между отдельными станциями;
  - г/ в случае аварий или нарушения правильной работы какой-либо из станций, немедленно по получении о том сведения принимать все

*Письмо Управления ОГЭС № 8348 (Приложение, стр. 1)*

меры к ликвидации расстройства электроснабжения и распределению нагрузки между другими станциями.

6. Ввиду того, что на Московской Государственной Электрической станции лежит задача распределять получаемую от Районных станций энергию и покрывать всю требуемую сеть нагрузку сверх норм, установленных для Районных Станций, а также принимать на себя всю нагрузку сети в случае аварий на воздушной линии и на Районных станциях, обязанности дежурных по Об'единению инженеров возлагаются на дежурных инженеров Московской Государственной Электрической станции.

*Письмо Управления ОГЭС № 8348 (Приложение, стр. 2)*

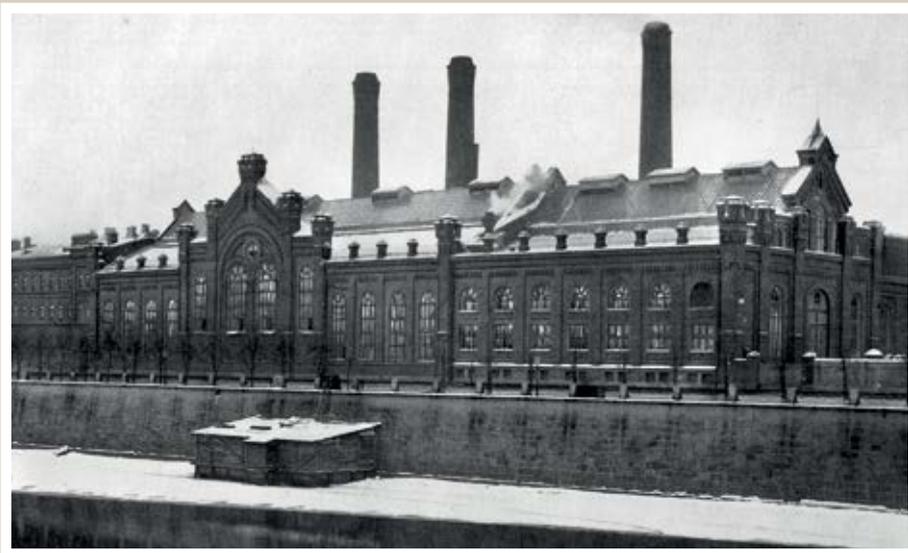
КАЛЕНДАРЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ  
МОСКОВСКОГО ОБЪЕДИН. ЦЕН. РАБОТАЮЩИХ НА ВОСТОЧНОМ ТРАКТЕ на Январь мес. 1921 г.

| СТАНЦИЯ                  | в будни                                   |   | в праздничные дни                           |  | Всего от<br>даль. за. проезд-<br>ных ст. в<br>к. в. ч. | ПРИМЕЧАНИЕ     |
|--------------------------|---|---|---|--|--|----------------|
|                          | Дневное время<br>с 7-ми утра до<br>1 ночи | Ночное время<br>от 1 часа до<br>7 утра в к. в. ч. | Дневное<br>время<br>до 1 ночи<br>в к. в. ч. | Ночное<br>время<br>от 1 ночи<br>до 4 часов<br>в к. в. ч. |  |                |
| «Электростанция»         | 9600 кв                                   | 6000 кв   | 190.870                                     | 2600   | 5000   | 167.400        |
| Глуховская станц.        | 2200 "                                    | 3000 "  | 62.400                                      | 2800   | 4000   | 88.800         |
| Царицкая станц.          | 1600 "                                    | 3000 "  | 28.800                                      | 1600   | 3000   | 14.400         |
| Ореховская станц.<br>№ 2 | 500 "                                     | 3000 "  | 9.000                                       | 800  | 3000   | 4.500          |
| Павловская станц.        | 2800 "                                    | 1000 кв   | 51.000                                      | 2800   | 1000 кв  | 37.500         |
| <b>В с е г о</b>         | <b>16500 кв</b>                           | <b>9000 кв</b>                                    | <b>342.000</b>                              | <b>16000</b>   | <b>9000</b>  | <b>478.000</b> |

з/Глуховская станция оста-  
навливается на  
ночь в очередь  
о Павловской  
помеделю.

Письмо Управления ОГЭС № 8348 (Приложение. Календарь распределения нагрузки на электрических станциях Московского отделения, работающих на местном топливе)

Дальнейшее развитие Московской энергосистемы и первый опыт управления режимами работы электростанций дежурным инженером, роль которого выполнял дежурный инженер Московской ГЭС № 1, а также появление в стране новых энергосистем, выявили необходимость в дальнейшем совершенствовании системы оперативно-диспетчерского управления.



*Раушская электростанция, 1920-е годы*

## **Первые диспетчерские службы**

Выпуск 17 декабря 1921 года «Положения...» и «Календаря...» и появление в соответствии с ними в Московской энергосистеме должности дежурного инженера по энергосистеме, осуществлявшего координацию действий оперативного персонала параллельно работающих электростанций Московского региона, конечно же, не решали кардинальным образом все проблемы организации надежного функционирования

Московской энергосистемы. Да и документ под названием «Положение о мерах для координирования параллельной работы электрических станций, входящих в состав Московского районного объединения», как часто бывает с первыми историческими документами, не мог охватить все аспекты управления энергосистемой. В «Положении...» отсутствовали, например, четкие указания по разделению зон ответственности дежурного инженера энергосистемы и дежурного инженера электростанции (управление и ведение в современной терминологии), по регулированию частоты и напряжения, критериям перераспределения нагрузки электростанций и т. п., но это был первый в истории отечественной электроэнергетики официальный документ по организации диспетчерского управления в энергосистеме. Детализировали нормативную базу диспетчерского управления по мере накопления реального практического опыта.

Уже в течение первого года работы появилось понимание недостаточности такой схемы управления энергосистемой.

Первой проблемой, с которой столкнулись на практике, оказалось оперативное планирование нагрузки оборудования электростанций. Плановые задания нагрузок электростанций выдавал технический отдел Управления энергокомпании МОГЭС (Московского объединения государственных электростанций), и вот как выглядели задания на вторую половину декабря 1921 года для буднего дня:

| Электростанция    | День        | Ночь        | Сутки         |
|-------------------|-------------|-------------|---------------|
| «Электропередача» | 8 600 кВт•ч | 6 000 кВт•ч | 190 000 кВт•ч |
| Глуховская        | 2 800 кВт•ч | 2 000 кВт•ч | 62 400 кВт•ч  |
| Павловская        | 1 600 кВт•ч | 0           | 28 800 кВт•ч  |
| Ореховская        | 500 кВт•ч   | 0           | 9 000 кВт•ч   |
| Шатурская         | 2 500 кВт•ч | 1 000 кВт•ч | 51 000 кВт•ч  |

Из этих данных видно, что технический отдел Управления МОГЭС выдавал каждой электростанции только посуточное задание (с разбивкой на день и ночь) на целый месяц. Очевидно, считалось, что нагрузка этих электростанций должна быть равномерной по часам зоны суток, а все неравномерности суточного потребления энергосистемы должен учитывать дежурный инженер по энергосистеме, выполняющий также и функции дежурного инженера МГЭС № 1 и составлявший суточный график нагрузки оборудования «своей» станции, а в случае необходимости – корректирующий график нагрузки других электростанций.

Однако для почасового суточного планирования нагрузок электростанций необходимо знание состояния оборудования электростанций и электрической сети, обеспеченности электростанций топливом и экономических характеристик их оборудования, что для оперативного персонала МГЭС № 1 было трудновыполнимой задачей. Довольно быстро осозналась необходимость создания отдельной организационной структуры, в задачи которой входило бы управление режимами работы всех электростанций и обеспечение надежного энергоснабжения потребителей и экономичности работы электростанций.

В своих воспоминаниях, опубликованных в книге «Сделаем Россию электрической» (ГЭИ. – 1961. – С. 201), первый главный диспетчер Мосэнерго **Б. А. Телешев**<sup>1</sup> так описывает эти события:

*«Возникла необходимость организации диспетчерской службы, которая определяла бы ожидаемую нагрузку и обеспечивала ее покрытие, распределяя работу между электростанциями в соответствии с их*

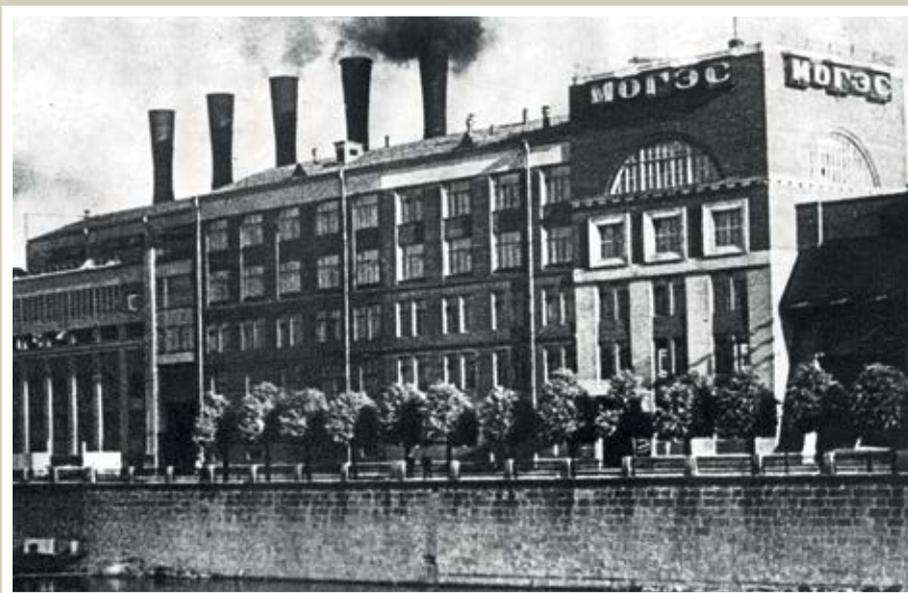
---

<sup>1</sup> **Борис Аркадьевич Телешев (1894–1967)** – инженер-электрик, первый главный диспетчер Московской энергосистемы. Заведующий кафедрой «Электрические станции» Электроэнергетического факультета Московского энергетического института, профессор (стр. 405).

*возможностями. Первые шаги были предприняты автором еще в начале 1923 года в техническом отделе Управления МОГЭС».*

Борис Аркадьевич Телешев в это время занимал должность помощника (в современной терминологии – заместителя) начальника технического отдела Управления МОГЭС и одновременно был директором электростанции «Электропередача».

Он превосходно знал уровень компетенции дежурных инженеров электростанций и организовал решение о выделении в системе МОГЭС отдельного инженера для выполнения задачи оперативного планирования.



*Здание МОГЭС на Раушской набережной в Москве, конец 1920-х годов*

Известно, что этим инженером был Павел Петрович Коковин, которого стали называть **инженер-диспетчер** и на которого были возложены обязанности по оперативному суточному планированию нагрузок

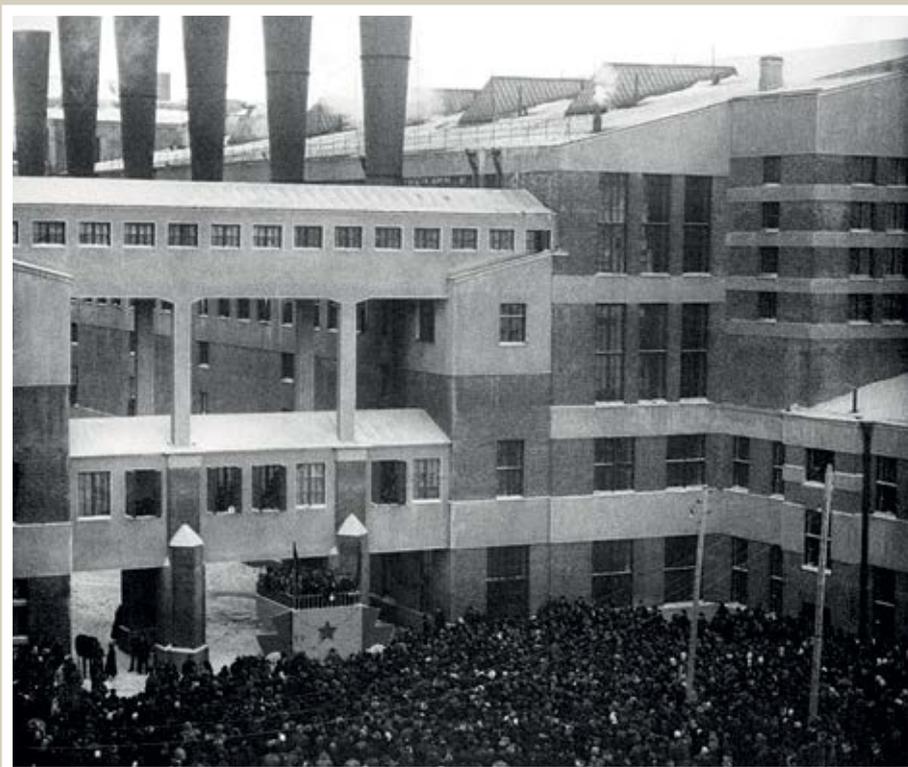
московских электростанций. Однако инженер технического отдела Управления МОГЭС П. П. Коковин выполнял только одну из основных функций диспетчерского управления – суточное планирование нагрузок электростанций. Оперативное управление работой электрических станций и электрической сети по-прежнему возлагалось на дежурного инженера энергосистемы – дежурного инженера МГЭС № 1. Следующим шагом и должна была стать организация отдельной структуры управления режимами, получившей в то время название диспетчерской службы.

Этот шаг, а точнее шаги, заняли достаточно много времени и потребовали определенных организационных и технических мероприятий. Уже в 1924 году начальник «Главэлектро» ВСНХ СССР А. З. Гольцман, в структуру которого входило Управление МОГЭС, своим приказом № 51 от 11 августа утверждает **«Положение по диспетчерскому управлению МОГЭС»** (РГАЭ, Ф. 3700, оп. 1, д. 32, с. 52), а 13 ноября 1924 года – **«Инструкцию для диспетчерской службы МОГЭС»** (РГАЭ, Ф. 3700, оп. 1, д. 43, с. 18–19).

Для создания диспетчерского пункта, откуда будет осуществляться непрерывное управление режимами работы энергосистемы, руководство МОГЭС выделяет определенные средства, которые расходуются на строительство дополнительного этажа здания Управления МОГЭС и техническое оснащение помещений диспетчерского щита и аппаратной средств связи и телемеханики. Тщательно рассматриваются и решаются вопросы по удобному для персонала размещению диспетчерского щита, пульта управления диспетчеров, освещению зала, обеспечению диспетчеров надежной связью с энергообъектами и получению информации о параметрах режима их работы.

Ускорению решения всех задач по организации полноценного диспетчерского управления энергосистемой способствовал предстоящий ввод в работу первой очереди Шатурской государственной районной электростанции с тремя турбогенераторами по 16 тыс. кВт,

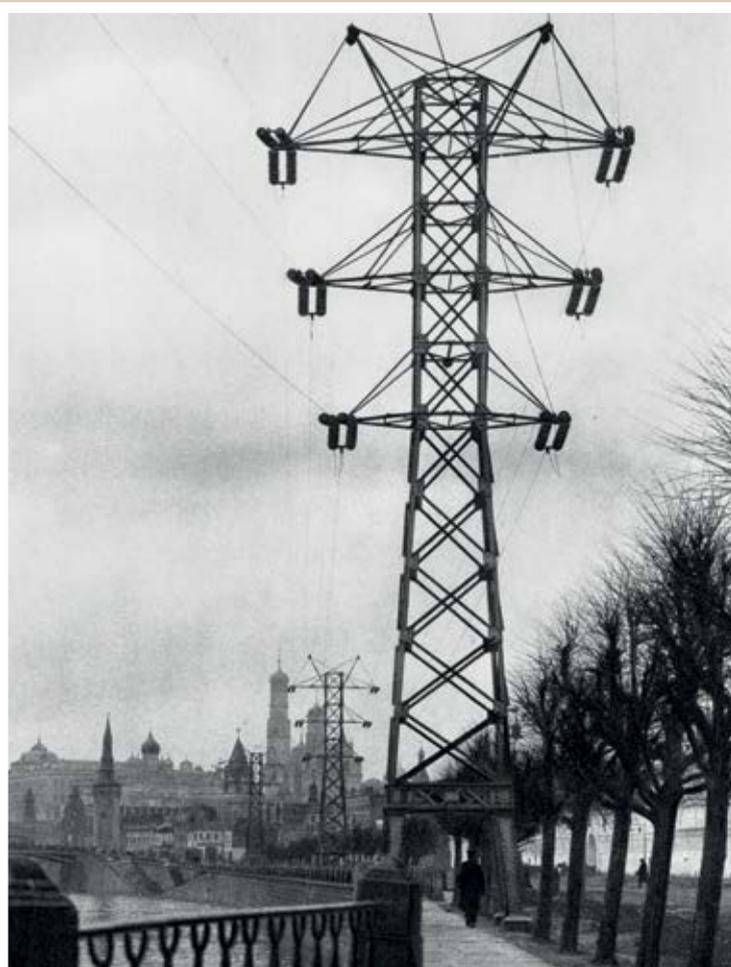
электроэнергия которой должна была поступать в Москву по двухцепной линии электропередачи 110 кВ непосредственно в только что построенное закрытое распреустройство 110 кВ МГЭС № 1.



*Пуск Шатурской ГРЭС, 1925 год*

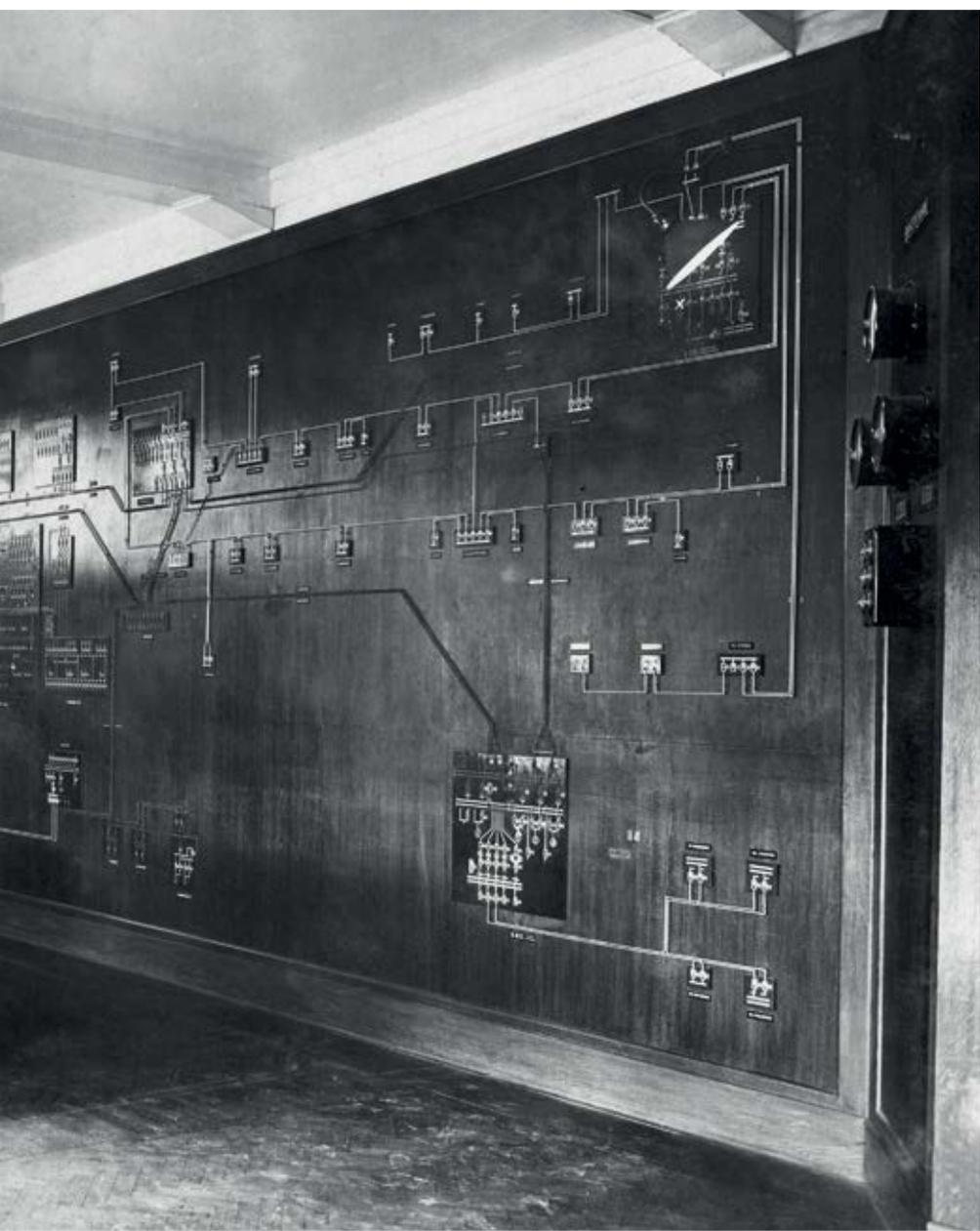
Таким образом, предстояло организовать параллельную работу двух самых крупных в энергосистеме электростанций, что с точки зрения управления режимами было гораздо сложнее, чем параллельная работа МГЭС № 1 с электростанциями значительно меньшей мощности, которая к тому же осуществлялась только через распределительную сеть 6 кВ.

Исходя из поставленных задач и с учетом складывающейся обстановки в 1926 году в МОГЭС создается первая в стране диспетчерская служба – отдельная организационная структура, призванная обеспечить надежное функционирование быстро растущей Московской энергосистемы.



*Линия электропередачи 110 кВ Шатурская ГРЭС –  
Москва, 1925 год*





*Первый диспетчерский пункт МОГЭС, 1925 год*



*Диспетчеры МОГЭС, 1925 год*

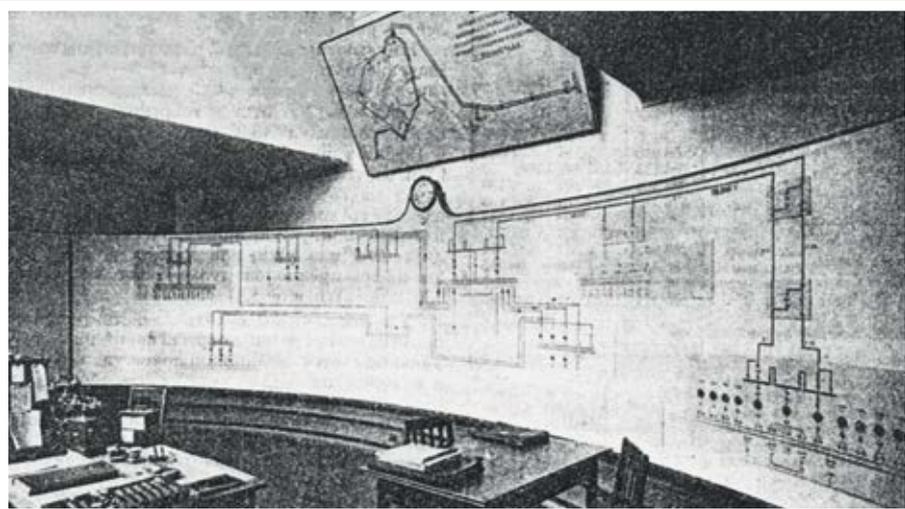
В состав службы входили диспетчерский персонал, осуществляющий непрерывное управление режимами энергосистемы, и группа режимов, занимавшаяся расчетом и планированием электрических и тепловых режимов работы энергосистемы. Возглавлял диспетчерскую службу главный диспетчер, которым стал уже упомянутый Борис Аркадьевич Телешев, а его заместителем был назначен **Петр Григорьевич Грудинский**<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> *Петр Григорьевич Грудинский (1894–1986) – главный диспетчер Московской энергосистемы. Заведующий кафедрой «Электрические станции» Ивановского энергетического института, профессор. Один из создателей журнала «Электрические станции» (стр. 373).*

Для работы в диспетчерской службе пригласили молодых талантливых инженеров А. М. Литвинова, М. А. Гаврилова, С. А. Ульянова, В. С. Кашталева.

Похожий путь в начале 1920-х годов проделала и Ленинградская энергосистема, где еще до 1917 года в самом городе были четыре крупные электростанции, не имевшие технической возможности параллельной работы.



*Диспетчерский пункт Ленинградского городского объединения «Электроток», 1927 год*

Организованный в одно время с МОГЭС трест «Петроток», переименованный после изменения названия города в «Электроток», начал реконструкцию своих станций и строительство кольца 35 кВ, связывающего основную электростанцию ЛГЭС № 1 с остальными городскими электростанциями. Первой в 1925 году была реконструирована ЛГЭС № 2, где однофазный генератор переделали на трехфазный. С этого момента координация совместной параллельной

Приказ № 14  
От 27/Х - 1926 года

§ 1.

Ввиду вытекающей в работу Давыдовской гидро-станции, выходя в сеть подстанций и кабельной линии 35кВ, условий параллельной работы станций значительно усложняется, что вызывает необходимость регулировать эту работу в целях:

а) правильного распределения нагрузок между отдельными станциями в интересах наиболее экономичной работы всех станций в совокупности.

б) правильного распределения нагрузок по отдельным подстанциям в интересах достижения наименьшей потери и равномерного напряжения в сети

в) обеспечения непрерывности подачи энергии потребителям при полной или частичной вышедшей из строя станций.

Для непосредственного выполнения этих задач, вышеназванной работы которой возмещается соответствующими органами управления, при Давыдовской Станции учреждается п/отдел Диспетчерской службы, положение о котором, утвержденное на заседании Правления от 25/Х с.г. при сем объявляется.

Приложение: положение о п/отделе Диспетчерской службы.

§ 2.

Штат п/отдела Диспетчерской службы Давыдовской Станции утверждается в следующем составе:

1. Главный диспетчер. - 1 чел. - по согласованию с Давыдовской Станцией
2. Заведующий диспетчерской службой 1 чел.
3. Диспетчеры — 4 "
4. Пом. диспетчеров — 4 "
5. Мастер — 1 "

Для Председателя

Зав. Управлением Веломан

27 октября 1926 года создана оперативная группа при эксплуатационном управлении «Электроток»

работы ЛГЭС № 1 и № 2 была возложена на дежурного инженера ЛГЭС № 1.

Время замыкания кольца 35 кВ фактически совпало с пуском первого гидроэнергетического плана ГОЭЛРО – Волховской ГЭС, электроэнергия которой по двум цепям линий 110 кВ должна была поступать в кольцо 35 кВ.

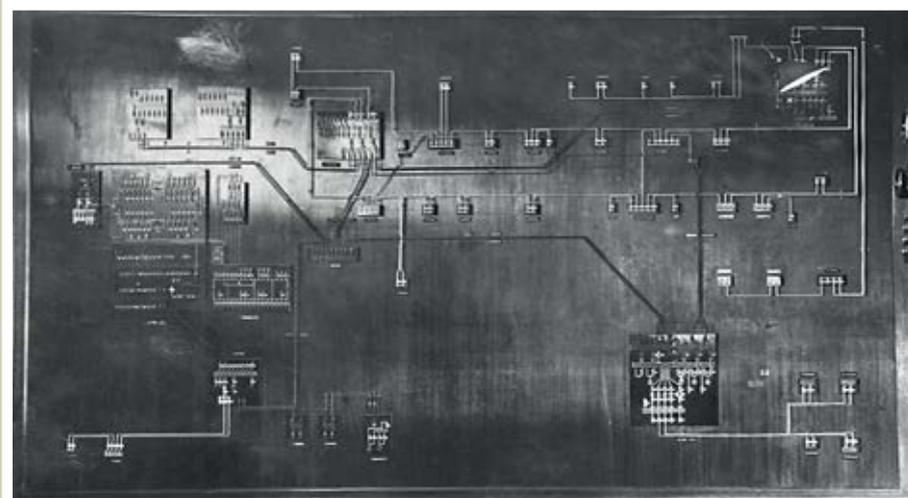
Для управления значительно усложняющимися режимами растущей энергосистемы в октябре 1926 года в Управлении «Электроток» образуется диспетчерская служба как отдельная организационная структура.

## Техническое оснащение диспетчерских пунктов

Появившиеся в начале XX века в некоторых странах диспетчерские центры энергосистем были оснащены технически крайне примитивно: лист ватмана с вычерченной схемой электрической сети, на котором диспетчер цветными карандашами отмечал изменение состояния оборудования и линий электропередачи, частотомер, телефонный аппарат и конторская книга – прообраз оперативного диспетчерского журнала. Надо признать, что и нашим энергосистемам пришлось пройти этот путь, к счастью, довольно короткий.

Первый диспетчерский щит появился в Москве. Для основы щита чего только не предлагали: и металл, и мрамор, но в соответствии с велением того сурового времени, а также исходя из требований целесообразности остановились на толстой мебельной фанере. Обозначения электростанций, подстанций и линий электропередачи выполнили из карболита – одного из первых в мире видов пластмасс, который тогда активно использовался для изготовления разного рода изоляторов при строительстве первых объектов электроэнергетики. На первом диспетчерском щите было всего несколько электростанций. Сейчас

на видеосайте Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Москвы и Московской области» отображено более 30 электростанций и свыше 540 подстанций.



*Диспетчерский щит Мосэнерго, 1925 год*

В других энергосистемах диспетчерские щиты также стали изготавливать из больших листов фанеры, на которых крепились мнемосхема энергосистемы. Электрические схемы основных энергообъектов энергосистемы – электростанций и узловых подстанций – выполнялись в форме накладных планшето, на которых системы шин были сделаны в виде медных полосок, а выключатели – в виде прямоугольников с двумя окошками, в которых зажигались лампочки соответствующего цвета или открывались/закрывались цветные колпачки. В большинстве энергосистем России зеленым цветом обозначался включенный выключатель, красным – отключенный. Линии электропередачи были выполнены в виде латунных прутков, выкрашенных в цвет, соответствующий классу напряжения. Конструкция деталей схемы позволяла прикреплять

к ним значки, обозначающие ремонт, отключение, допуск бригады и другие состояния энергообъекта.

Вот как диспетчерские щиты того времени описываются авторами первого в стране руководства по диспетчерскому управлению инженером-механиком Федором Леопольдовичем Вейтковым и Вадимом Константиновичем Мешковым. В их книге «Диспетчерское управление энергосистемами», увидевшей свет в 1936 году, впервые были подробно описаны виды диспетчерских щитов и рекомендации по их устройству. Авторы отмечают, что диспетчерский щит является одним из наиболее важных устройств диспетчерского пункта энергосистемы, а нанесенная на щит схема станций, сетей и подстанций объединения – одно из главных подспорий диспетчера во всей его оперативной работе.

*«Среди диспетчерских сигнальных щитов советских энергосистем одним из наиболее простых по конструкции и удобству эксплуатации является щит, установленный на диспетчерском пункте Мосэнерго. Этот щит имеет следующие размеры: длина 6 м, высота 3 м. Материал щита: пятислойная фанера общей толщиной 35 мм. Оба наружных слоя на лицевой и задней стороне – тонкая дубовая фанера толщиной 1,5 мм, затем идут фанерные слои ольхи толщиной 8 мм и, наконец, в середине – фанера из сосны толщиной 16 мм. Большое количество слоев и их симметричное расположение предохраняют щит от коробления.*

*Весь щит состоит из 12 отдельных частей размером 1500 мм на 1000 мм каждая, на специальном деревянном каркасе. Изготовление и сборка щита были произведены на месте.*

*На щите смонтирована однолинейная схема станций, подстанций и высоковольтная сеть объединения, причем с самого же начала пришлось отказаться от соблюдения точного географического местоположения каждого объекта.*

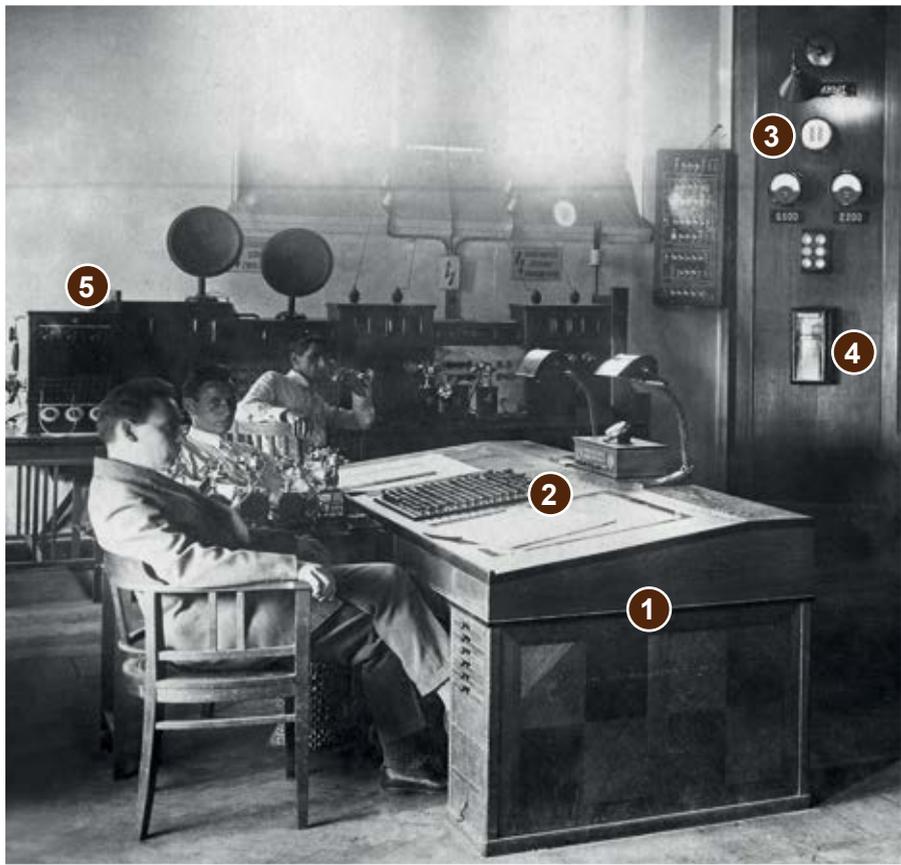
*Схемы станций и подстанций выполнены на черных карболиновых и деревянных панелях и плитках толщиной 10 мм. Условное*

*изображение масляных выключателей выполнено в виде прямоугольника размером 18 мм на 27 мм из листовой латуни с двумя отверстиями диаметром 11 мм, в которые вставлены сигнальные стекла. Верхнее стекло – зеленое, нижнее – красное. Шины и другие детали схемы выполнены из листовой латуни. Высоковольтные линии передачи выполнены из прутковой латуни диаметром 4 мм на особых стойках высотой 10 мм.*

*Кабели (фидера) сделаны из полосок красной меди. Они монтировались почти заподлицо со щитом и поэтому имеют несколько перегибов. На щите установлено свыше 100 отдельных панельных плиток со схемами и смонтировано до 700 масляников. Протяженность линий на диспетчерском сигнальном щите достигает 100 м. Длина всех шин – 36 м. Для освещения сигнальных стекол применены софитные лампы каждая по 100 свечей, также используются обычные экономические лампы мощностью 25–40 ватт с металлическими отражателями автомобильного типа. Лампы горят непрерывно».*

Диспетчерский пункт Мосэнерго был оборудован необходимыми средствами связи. Диспетчер мог связаться с дежурными инженерами электростанций и дежурными узловых подстанций по прямым каналам через телефонный коммутатор или по высокочастотным каналам, образованным по линиям электропередачи. Учитывая несовершенство технических средств связи того времени, соединение диспетчера с подчиненным персоналом энергообъектов осуществлялось через дежурного телефониста, который размещался в непосредственной близости от диспетчера.

Связь диспетчерского пункта с энергообъектами осуществлял дежурный связист, который соединял диспетчера с требуемым абонентом через ручной шнуровой коммутатор. Диспетчер по телефону получал информацию о состоянии оборудования, вручную переводил ключи положения выключателей, расположенные на специальной стойке, и на щите загорался соответствующий сигнал.



*Инструменты оперативно-диспетчерского управления, 1920-е годы:  
 1. Диспетчерский пульт. 2. Панель ключей положения выключателей.  
 3. Частотомер. 4. Самописец. 5. Телефонный коммутатор.*

Если диспетчерский щит энергосистемы размещался в непосредственной близости от энергообъекта (как, например, щит Мосэнерго – рядом с ГЭС-1, Днепрэнерго – в здании ДнепрогЭС, Нижегородской энергосистемы – в здании НИГРЭС), то кроме частотомера дополнительно устанавливались приборы, отображающие электрические параметры энергообъекта.

## Функционал диспетчерских служб

Проектирование и оснащение первых диспетчерских пунктов проходило при активном участии молодых сотрудников формирующейся диспетчерской службы. Ими же разрабатывались документы, регламентирующие основные положения по диспетчерскому управлению в части принципов разделения зон ответственности диспетчера энергосистемы и оперативного персонала энергообъектов, правил ведения диспетчерских переговоров и обязательности выполнения оперативным персоналом энергообъектов команд и указаний диспетчера энергосистемы, управления режимами энергосистемы в нормальных и аварийных режимах, правил производства переключений по выводу из работы и вводу в работу оборудования электростанций и электрических сетей, а также устройств релейной защиты, правил распределения нагрузки между электростанциями и др.

Надо сказать, что основные положения этих документов, разработанных около 90 лет назад, во многом сохранили свою актуальность и поныне.

Опыт работы диспетчерских пунктов в Москве и Ленинграде, ставших образцами начавших формироваться уже в 1930-е годы других энергосистем, подтвердил как технологическую, так и экономическую целесообразность организации системы оперативно-диспетчерского управления. В том же первом практическом пособии «Диспетчерское управления энергосистемами» авторы Ф. Л. Вейтков и В. К. Мешков перечисляют «важнейшие технико-экономические выгоды диспетчеризации энергосистем». По их мнению, это:

*«а) возможность совместной эксплуатации целого ряда мощных станций;*

- б) доведение до совершенства оперативного планирования производственных заданий по выработке электроэнергии;*
- в) эффективное использование всего рабочего оборудования системы и экономичное производство электроэнергии;*
- г) точный оперативный учет;*
- д) обеспечение большей надежности электроснабжения потребителей».*

А экономия топлива для электростанций и сокращение убытков промышленных потребителей из-за простоев по причине аварийного прекращения энергоснабжения и вовсе предлагаются авторами как основные показатели для учета эффективности диспетчеризации.

## **Организация региональных энергосистем**

Вплоть до конца 1920-х годов в стране функционировали всего две крупные, по меркам того времени, энергосистемы. Они имели в своем составе центры диспетчерского управления, оборудованные комплексом технических средств информации и связи, необходимых для управления режимами энергосистемы.

Для дальнейшего понимания исторического развития системы диспетчерского управления в нашей стране вернемся к началу 1920-х годов, основным отправным знаком которых стало принятие плана ГОЭЛРО.

В 1917–1918 годах новые власти страны осуществили революционные преобразования в промышленности и электроэнергетике, проведя тотальную национализацию предприятий и тем самым передав электростанции одному единственному владельцу – государству. Управление энергетикой было передано Высшему совету народного хозяйства (ВСНХ), созданному 5 декабря 1917 года и подчинявшемуся

Совету народных комиссаров. Задачей ВСНХ являлась «организация народного хозяйства и государственных финансов».

При организации работ по управлению электростанциями фактически было произведено разделение станций на три группы. В первую группу вошли крупнейшие генерирующие объекты Москвы и Петрограда, а также Баку. Организацией эксплуатации этих станций стал заниматься «Электроотдел» ВСНХ, при котором было создано Объединение государственных электрических станций (ОГЭС). Для высшего руководства и управления делами Объединенных государственных электрических станций учреждалось Центральное правление, руководителем которого был начальник «Электроотдела».

*Первым начальником «Электроотдела» стал Петр Гермогенович Смидович, профессиональный революционер, имевший высшее электротехническое образование и опыт работы в электрических сетях «Общества 1886 года». Поскольку П. Г. Смидович вскоре возглавил Моссовет и стал председателем Московского губернского совнархоза, в конце 1918 года его на этом посту сменил В. М. Сперанский – один из руководителей Петроградской электростанции «Общества 1886 года».*

Во вторую группу вошли электростанции общего пользования, а также ряд фабрично-заводских станций, имевших большое значение для электрификации регионов. Управление этими станциями возлагалось на создаваемые в губернских совнархозах отделы и комиссии по электрификации.

Все фабрично-заводские электростанции, за исключением станций, отошедших в ведение местных органов власти, и некоторых станций Московского региона, вошедших в первую группу, перешли в ведение структур органов управления соответствующих отраслей народного

**ПРАВЛЕНИЕ**  
**Московского Об'единения Государственных Электрических Станций**  
**= „МОГЭС“ =**

ПРАВЛЕНИЕ ПОМЕЩАЕТСЯ: Москва, Раушская наб. 8. Телеграфный адрес: Москва, МОГЭС.  
 Т Е Л Е Ф О Н Ы: № 2-62-50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57 и 2-62-59, 60, 61, 62 и 63.

**В ОБ'ЕДИНЕНИЕ ВХОДЯТ:**

1-я Московская Государственная Электрическая Станция им. тов. Смидовича (бывш. О-ва 1886 г.).  
 Московская Трамвайная Государственная Электрическая Станция:  
 Государственная Электрическая Станция „ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧА“.  
 Глуховская Государственная Электрическая Станция.

Указанные выше станции отпускают электрическую энергию, как для освещения, так и для технических целей (моторов). Об условиях отпуска энергии и присоединения новых установок и сетям станций—обращаться в Справочный Отдел Правления МОГЭС.—Москва, Раушская наб. 8.

|                                     |   |                                      |
|-------------------------------------|---|--------------------------------------|
| Председатель Правления К. П. Ловин. | — | Зам. Председателя инж. А. И. Зисман. |
|                                     | } | инж. Р. Э. Классон.                  |
| Члены Правления                     | } | инж. В. И. Яновский.                 |
|                                     |   | М. В. Кудряшов.                      |

---

**ПРАВЛЕНИЕ ЛЕНИНГРАДСКОГО ОБ'ЕДИНЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**  
**„ЭЛЕКТРОТОК“**

Ленинград, ул. Гоголя, 14 и 19. Телеграфный адрес: Ленинград „ЭЛЕКТРОТОК“.  
 Телефоны: 132-12, 150-23, 550-27.

**В объединение входят следующие Центральные Электрические Станции:**

- 1-я Государственная Электрическая Станция (б. О-во 1886 г.). Обводный кан., 76.
- 2-я Государственная Электрическая Станция (б. О-во Геліос). Новгородск. ул., 14.
- 3-я Государственная Электрическая Станция (б. Бельгийское О-во). Фонтанка, 104.
- 4-я Государственная Электрическая Станция (б. Трамвайная). Атаманская ул., 3.

Все справки об условиях отпуска энергии для освещения и электродвигателей даются в Абонентской Части Правления, улица Гоголя, д. 14.

**ЭЛЕКТРОТОКОМ** организовано отопление водопроводных замерзших труб электрическим током, специальными передвижными приборами.

Отопление труб как открытых, так и закрытых, проложенных в земле или в кладке, производится быстро и дешево, без каких-либо дополнительных работ.

Справки даются в Отделе вторич. сети „ЭЛЕКТРОТОКА“, Фонтанка, 104, телеф. 164-18.

*Объявления МОГЭС и «Электротока», 1920-е годы*

хозяйства, оставаясь, однако, под определенным контролем как местных органов власти, так и «Электроотдела».

Судя по сохранившимся документам и воспоминаниям тех лет, основной заботой органов управления электрическими станциями было сохранение их работоспособности в условиях Гражданской войны и разрухи народного хозяйства. Главными проблемами становятся обеспечение станций топливом, а персонала – продовольственными пайками и промышленными товарами. Прекращение поставок донецкого угля и бакинской нефти вынуждает электрические станции Москвы и Петрограда использовать дрова в качестве топлива, а невозможность централизованного обеспечения продовольствием заставляет персонал электрических станций покидать рабочие места и заниматься поисками продуктов питания на стороне.

С принятием в марте 1921 года новой экономической политики (НЭП) реорганизуется и управление электрическими станциями. Создаются тресты электростанций, действующие, как и все промышленные предприятия страны, на основе хозрасчета и отпускающие электроэнергию потребителям по цене, контролируемой местными органами власти (одной из характерных примет «эпохи военного коммунизма» была отмена с 1 января 1921 года, в соответствии с Декретом СНК, взимания платы за электроэнергию с «государственных учреждений и предприятий и их рабочих и служащих...», при этом за электричество продолжали платить частные предприниматели, которых на тот момент оставалось еще много). Так, Объединение государственных электростанций Московского района в начале 1922 года преобразуется в трест «Московское объединение государственных электрических станций (МОГЭС)». Аналогичное преобразование, проведенное с объединением Петроградских электростанций, привело к созданию треста Петроградских электрических станций.

Электрические станции общего пользования, находившиеся под управлением местных органов власти, также преобразуются

в тресты. В Нижнем Новгороде возникает трест «Нижэлектроток», в Ростове-на-Дону – трест «ДонГЭС», в Иваново-Вознесенске – трест «ИВОВГЭС» и др. Создание трестов и их последующее управление осуществлялись губернскими совнархозами.

Пути реализации одобренного VIII Всероссийским съездом Советов в декабре 1920 года плана ГОЭЛРО законодательно были оформлены декретом СНК «О плане электрификации России», утвержденном IX Всероссийским съездом Советов 21 декабря 1921 года.

Во исполнение постановления VIII Всероссийского Съезда Советов Раб., и Крест. Депутатов и принимая во внимание резолюции VIII Всероссийского Электротехнического Съезда по общему плану Электрофикации РСФСР, Совет Народных Комиссаров постановил:

1. Для осуществления общего плана электрофикации РСФСР, разработанного Государственной Комиссией по электрофикации России, признать подлежащими устройству нижепоименованные районные электрические станции государственного значения: а) в центральном промышленном районе: Каширская, Шатурская, Елифанская, Нижегородская, Иваново-Вознесенская и Тверская (паровые), б) в центральном черноземном районе: Белгородская (паровая), в) в южно-горно-промышленном районе: Штеровская, Гришенская, Лисичанская, Бело-Калитвинская (паровые) и Александровская (гидро-электрическая), г) в северо-западном районе: Волховская, вторая и третья Свирская (гидро-электрическая) и Юткина Завод—Петроград (паровая), д) в Уральском районе: Кизеловская, Челябинская, Егоршинская (паровые) и Чусовская (гидро-электрическая), е) в средне-вожском районе: Свижазская и Кашпурская (паровые), ж) в южно-восточном районе: Саратовская и Царицынская (паровые), з) в Кавказском районе: Краснодарская и Грозненская (паровые), Кубанская и Терская (гидро-электрические), и) в Западной Сибири: гидро-электрическая станция в Алтае и паровая станция в Кузнецком районе, к) в Туркестане: одна гидро-электрическая станция в Ташкентском районе.

*Из резолюции IX Всероссийского съезда Советов, 1921 год*

В этом документе был представлен список «районных электрических станций государственного значения», строительство которых выполнялось в соответствии с постановлением СНК и полностью финансировалось из государственных средств. Отмечалась также



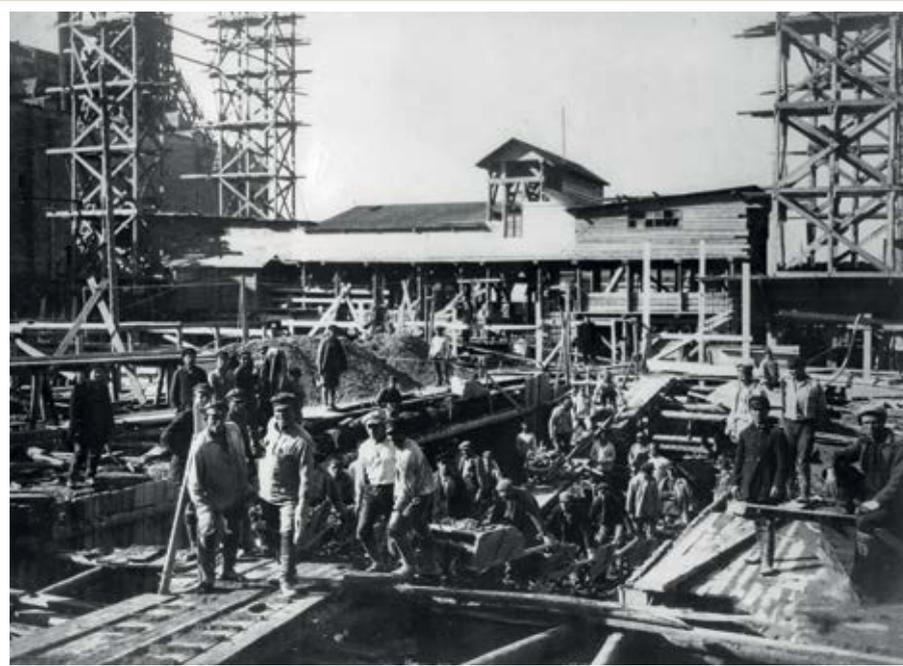
НИ РОССИИ



*Первая очередь плана ГОЭЛРО предусматривала строительство 20 тепловых и 10 гидравлических электрических станций суммарной установленной мощностью 1 750 МВт:*

1. Штеровская ГРЭС
2. Лисичанская ГРЭС
3. Днепроовская ГЭС
4. Гришинская ГРЭС
5. Белокалитвенская ГРЭС
6. Екатеринодарская ГРЭС
7. Кубанская ГЭС
8. Терекская ГЭС
9. Грозненская ГРЭС
10. Царицынская ГРЭС
11. Саратовская ГРЭС
12. Кашиурская ГРЭС
13. Свияжская ГРЭС
14. Нижегородская ГРЭС
15. Иваново-Вознесенская ГРЭС
16. Шатурская ГРЭС
17. Каширская ГРЭС
18. Елифанская ГРЭС
19. Белгородская ГРЭС
20. ГРЭС «Красный Октябрь»
21. Волховская ГЭС
22. Свирская ГЭС № 3
23. Свирская ГЭС № 2
24. Кизеловская ГЭС
25. Чусовская ГЭС
26. Егошинская ГРЭС
27. Челябинская ГРЭС
28. Кузнецкая ГРЭС
29. Алтайская ГЭС
30. Туркестанская ГЭС

необходимость строительства «центральных станций средней и малой мощности» местного значения, финансирование которых осуществляется заинтересованными в их строительстве предприятиями и частными лицами, т. е. источником финансирования должны были быть средства предприятий и местного бюджета. При этом, правда, в декрете оговаривалось, что при определенных условиях государство может взять на себя частичное финансирование строительства некоторых электростанций.



*Начало строительства ГРЭС «Красный Октябрь», 1926 год*

Однако ресурсов государства было явно недостаточно даже для финансирования строительства запланированных районных электростанций. Так, в 1926 году программа ГОЭЛРО была выполнена только

на 10 %. К 1927 году, кроме станций, строительство которых было начато еще до ввода плана ГОЭЛРО – Каширской ГРЭС (2 x 6 МВт) и ГРЭС «Уткина заводь» (2 x 10 МВт), давших первую электроэнергию в 1922 году, – в строй вступили фактически только четыре районные электрические станции: Шатурская ГРЭС (3 x 16 МВт), Волховская ГЭС (8 x 8 МВт), Нижегородская ГРЭС (2 x 10 МВт) и Кизеловская ГРЭС (2 x 3 МВт). Однако, несмотря на такое скромное начало, с учетом ввода нового оборудования на расширяемых электростанциях производство электроэнергии в стране в 1927 году достигло 5 млрд кВт•ч (для сравнения, в 1916 году было 2,6 млрд, а в 1920-м – 0,5 млрд кВт•ч).



*Кизеловская ГРЭС, 1924 год*

В условиях некоторой задержки с вводом в работу районных электростанций и электрических сетей, строительство которых является не менее значимым фактором создания энергосистемы, основные усилия деятельности губернских комиссий по электрификации своих территорий были направлены на изыскание возможности расширения и повышения эффективности эксплуатации существующих электростанций общего пользования и фабрично-заводских электростанций, а также поиска материальных и финансовых ресурсов на строительство местных электростанций.

Еще в материалах плана ГОЭЛРО была показана возможность более эффективного использования существующих фабрично-заводских электростанций, совместная работа которых в составе энергосистемы позволяла как осуществлять энергоснабжение своего предприятия, так и электрифицировать прилегающий район. Известны примеры успешной реализации таких мероприятий в Подмосковье – «кустование» электростанций Богородского узла – и Туле – объединение электростанций тульских металлургического и оружейных заводов, проведенное еще в 1919–1921 годах.

По этому пути первоначально и пошла электрификация регионов России.

Так, в Ростове-на-Дону к 1923 году трестом «ДонГЭС» были объединены линиями электропередачи напряжением 5 кВ четыре городские электростанции общего пользования суммарной мощностью 7900 кВт. Основное оборудование электростанций было иностранного производства, что создавало определенные трудности с запасными частями (это было характерно для всех регионов страны).

В Иваново-Вознесенске к ноябрю 1923 года были объединены станции № 1 при механическом заводе ГСНХ, № 2 Мало-Дмитриевской мануфактуры и электростанция № 3 Зарядье-Вознесенской мануфактуры. Они были переданы Ивановским текстильным трестом в аренду губисполкому для дальнейшей эксплуатации с целью «коммунального

снабжения населения, промышленных и торговых предприятий и учреждений Иваново-Вознесенска и его пригородов электрической энергией».

Можно привести и ряд других подобных примеров. Все они объединены общими чертами. Первое – организация совместной работы существующих электростанций, значительно расширяющая состав потребителей электрической энергии и наглядно демонстрирующая серьезность намерений правительства страны в реализации планов электрификации. Второе – ограниченные возможности губсовнархозов в изыскании и мобилизации ресурсов, необходимых для строительства местных электростанций, что позволяло рассматривать мероприятия по объединению существующих станций только как первоочередные – недостаточные для получения значимого эффекта электрификации в масштабах страны.

Поскольку объединение электростанций на совместную работу при помощи сетевой инфраструктуры обычно рассматривается как один из основных признаков создания энергосистемы, можно утверждать, что в нашей стране начало создания региональных энергосистем относится именно к этому периоду – началу 20-х годов XX века.

При появлении на территории региона районных электростанций существовавшие мелкие городские и фабрично-заводские электростанции из-за своей неэкономичности постепенно выводились из эксплуатации (Москва, Тула, Иваново, Нижний Новгород и др.). В то же время при отсутствии ближней перспективы появления в регионе районной электростанции действующие городские и фабрично-заводские электростанции переоборудовались и составляли основу формировавшейся региональной энергосистемы (Тверь).

Расширяется и система государственного регулирования электроэнергетики. В реорганизованном в 1921 году ВСНХ вместо «Электроотдела» образуется Главное управление электротехнической промышленности «Главэлектро».

*Первым начальником «Главэлектро» стал член Президиума ВСНХ Валериан Михайлович Куйбышев, профессиональный революционер, впоследствии возглавивший ВСНХ и Госплан. Буквально через полгода его сменил другой профессиональный революционер Абрам Зиновьевич Гольцман, занимавший этот пост до лета 1925 года и уступивший его третьему профессиональному революционеру Льву Давидовичу Троцкому. Для Троцкого этот пост был понижением – в январе 1926 года он написал заявление с просьбой освободить его от этой должности.*

Находящимся в ведении «Главэлектро» районным электрическим станциям материалы, оборудование и топливо отпускались через государственную систему распределения по льготным ценам. Лишь недостающая часть их приобреталась на рынке. Расходы, не покрытые доходами, оплачивались государством в виде ссуды на определенный срок.

Для строительства районных электрических станций государственного значения образовывались тресты, которые должны были осуществлять строительство, пуск и опытную эксплуатацию электрической станции.

Построенные Каширская и Шатурская ГРЭС были переданы в 1926 году тресту «МОГЭС», а Волховская ГЭС и ГРЭС «Красный октябрь» – такое название получила ГРЭС «Уткина заводь» – отошли к «Электроток». Строительство Нижегородской районной электростанции и линий электропередачи 110 кВ, связывающих станцию с потребителями, осуществлял трест «НИГРЭСстрой», а выработанная станцией электроэнергия отпускалась по цене около 5 копеек за 1 кВт·ч тресту «Нижновэлектро». В свою очередь, «Нижновэлектро» отпускал электроэнергию конкретным потребителям по значительно (в разы) большей цене, что являлось источником конфликтов во взаимоотношениях между двумя трестами.

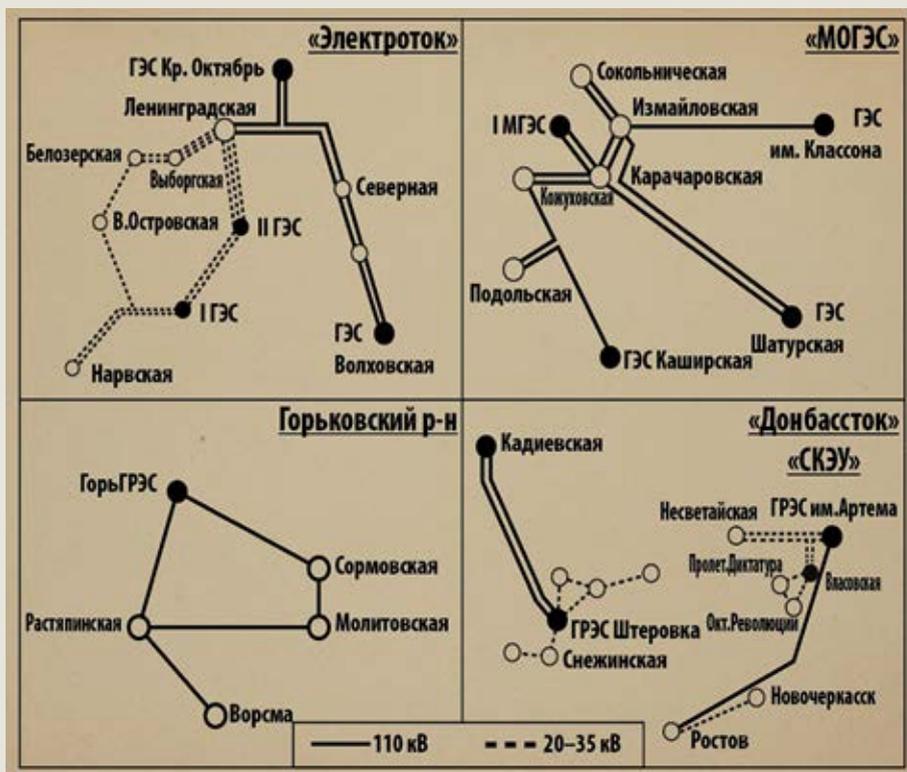


*Строительство Волховской ГЭС, 1926 год*

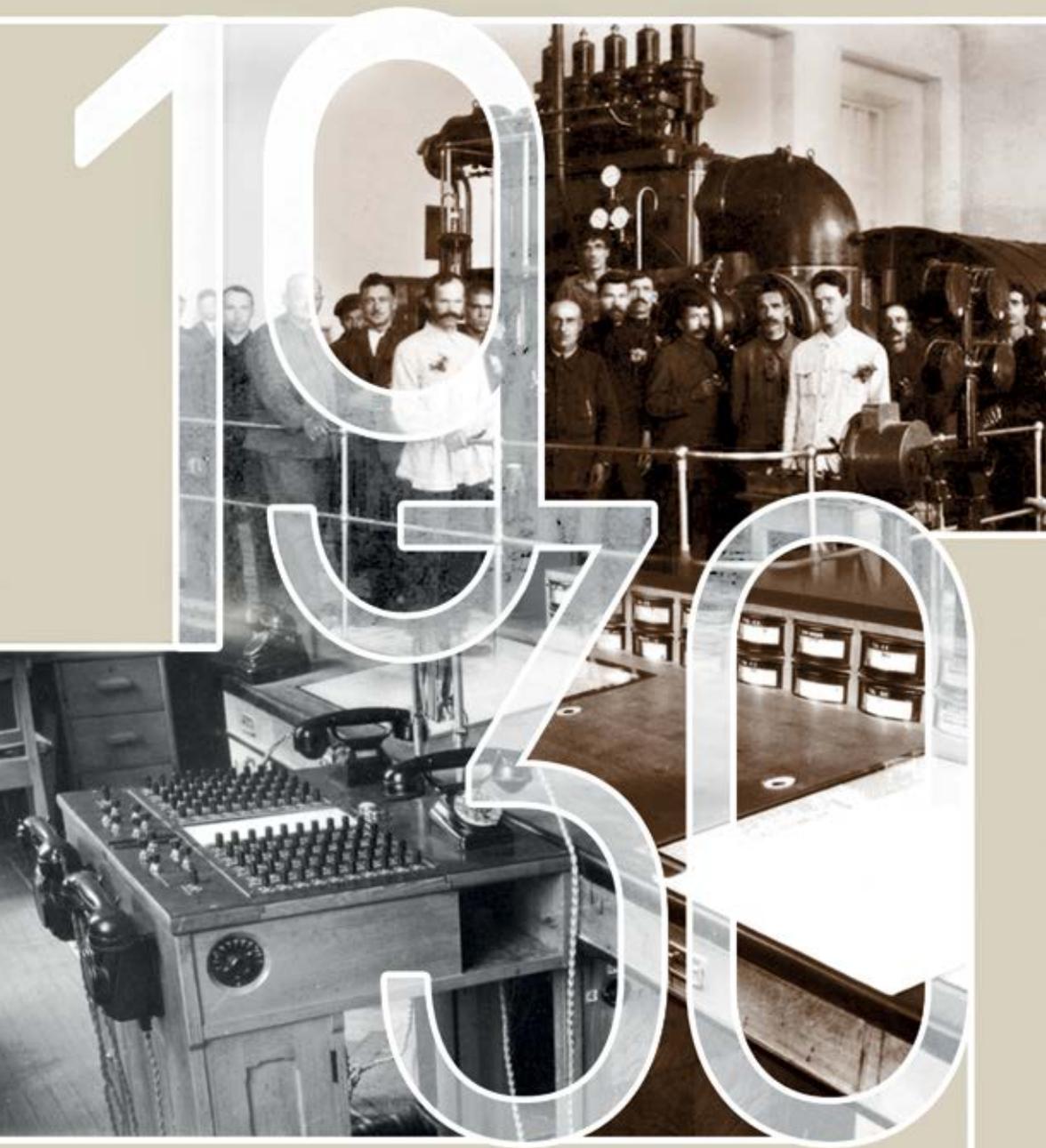
В 1928 году руководством страны принимается решение о коренном изменении экономической политики. В соответствии с первым пятилетним планом развития народного хозяйства начинается строительство целого ряда заводов и фабрик, оснащенных современной техникой, призванное превратить Советский Союз из страны аграрной в индустриальную. Необходимость опережающего энергетического строительства приводит к увеличению темпов финансирования и строительства районных электростанций по всей стране.

*К 1932 году вводятся новые мощности на Шатурской (3 x 44 МВт), Каширской (3 x 50 МВт), Нижегородской (2 x 22 и 2 x 24 МВт), Ивановской (3 x 24 МВт), Челябинской (3 x 24 МВт), Шахтинской (2 x 22 МВт), Зуевской (3 x 50 МВт) ГРЭС и на ряде других станций. Производство электроэнергии в целом по стране в 1932 году возросло до 14,3 млрд кВт•ч (почти в три раза больше по сравнению с 1927 годом).*

Вместе со строительством и вводом новых мощностей на районных электростанциях идет бурное строительство электрических сетей, соединяющих электростанции с узлами потребления. На схеме, опубликованной в одном из первых номеров журнала «Электрические станции», видно, что к концу 1920-х годов сети 110 кВ были еще редким явлением даже в наиболее крупных наших энергосистемах – Ленинградской и Донбасской.



Схемы сетей некоторых районных станций по состоянию на 1 января 1930 года



1930-е годы

## Формирование энергосистем

Вместе с количественным и качественным ростом электроэнергетики происходит изменение организационных форм государственного управления промышленности в целом и электроэнергетики в частности. В феврале 1930 года ВСНХ преобразует «Главэлектро» в «Энергоцентр», в управление которого переходят как МОГЭС и «Электроток», так и энергообъекты, ранее управлявшиеся местными совнархозами. Для их управления создаются территориальные (в соответствии с существовавшей на то время административно-территориальной системой СССР) районные управления «Энергоцентра», включающие в себя электростанции и электрические сети и выступавшие как филиалы «Энергоцентра».

*Первым председателем правления «Энергоцентра» был Николай Афанасьевич Кубяк, а его первым заместителем – Юрий Николаевич Флаксерман. Поскольку этот исторический период в нашей стране связан с делом «Промпартии» и поисками вредителей, то в 1931 году Ю. Н. Флаксермана отправляют руководить строительством ТЭЦ ВТИ (будущая ТЭЦ-9 Мосэнерго), упоминания о Н. А. Кубяке исчезают из исторических документов того времени, а председателем правления «Энергоцентра» назначают Г. М. Кржижановского.*

*Очередная реформа управления промышленностью привела к ликвидации ВСНХ и к образованию в январе 1932 года отраслевых наркоматов, при этом в состав Народного комиссариата тяжелой промышленности (НКТП) в 1932 году вошел и «Энергоцентр», преобразованный в «Главэнерго», а Г. М. Кржижановский оставался начальником «Главэнерго» до августа 1932 года.*

Форма № 1.

**В АБОНЕНТСКИЙ ОТДЕЛ ЭЛЕКТРОТОКА**  
Пл. Жертв Революции.

21. дня октября 1931 г.

**Заявление об отпуске энергии для бытовой нагрузки**

Фамилия А. Ширшев  
Имя Анатольевич Отчество Ильич  
Адрес ул. Маршала дом № 37, кв. № 4  
Абонентский № 14-1207 147. Телефон № \_\_\_\_\_

В дополнение к моему заявлению на отпуск электрической энергии для освещения, прошу отпускать энергию также и для нижеследующей бытовой нагрузки: по сч-ку № \_\_\_\_\_ мощи. посл. показ. \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

| №№ по порядку | Наименование прибора | Амперы | Мощность в ваттах |
|---------------|----------------------|--------|-------------------|
| 1.            | Корейник             |        | 400.              |
| 2.            | Чайник.              |        | 600               |
| 3.            | Надильник            |        | 300.              |
| 4.            | Кашпирная            |        | 400               |
| ИТОГО . . .   |                      |        |                   |

Условия расчета и врученные мне правила пользования энергией мне известны и обязуюсь их выполнять.

Подпись абонента \_\_\_\_\_

Оплачиваемая жилая площадь квартиры гр-на \_\_\_\_\_ составляет \_\_\_\_\_ квадратных метров.

Печать домоуправления \_\_\_\_\_ Подпись управдома \_\_\_\_\_

1931 г.

Форм. № 1-176 т. 250. Тираж 10000 экз. 1931 г. Тип. «Пролетария». Вып. № 290

Заявление об отпуске электроэнергии в абонентский отдел «Электроток», 1931 год

Надо сказать, что именно организация районных управлений «Энергоцентра» привела к созданию структур, которые по современной терминологии называются «вертикально интегрированными энергокомпаниями», включающих в себя средства производства, передачи и распределения электроэнергии, связанные общностью электрического режима и централизованным диспетчерским управлением. Хотя создание районного управления не всегда означало появление энергетической системы именно в вышеуказанном смысле, и именно создание диспетчерского центра энергосистемы зачастую требовало решения множества технических и организационных вопросов.

Наличие успешно функционировавших в течение ряда лет диспетчерских центров Москвы и Ленинграда дало возможность распространить опыт их работы на остальные формирующиеся энергосистемы. Первыми ощутили необходимость в централизованном диспетчерском управлении из специально оборудованного диспетчерского центра энергетики крупнейших промышленных центров страны – Донбасса и Урала.

Например, энергосистема Донбасса формировалась объединением шести энергетических районов, называвшихся «электрокольцами» и включавших суммарно 25 электростанций малой мощности, при этом в каждом энергорайоне был свой диспетчерский пункт. К уже введенным «первенцам ГОЭЛРО» Штеровской и Северо-Донецкой ГРЭС в начале 1930-х годов должна была присоединиться ставшая впоследствии крупнейшей в регионе Зуевская ГРЭС. Так что появление в 1930 году диспетчерского центра «Донэнерго» (именно так называлась в те времена энергосистема) было закономерным явлением.

Вторая крупнейшая на юге страны Ростовская энергосистема, носившая первоначально название Азово-Черноморской, оборудовала диспетчерский пункт в 1931 году.

В 1934 году создается диспетчерская служба Горьковской энергосистемы, персонал которой располагался в здании Горьковской (Нижегородской) ГРЭС, мощность которой к тому времени составила

204 МВт. Горьковская ГРЭС стала одной из крупнейших тепловых электростанций страны, а сама Горьковская энергосистема являлась, после Московской, крупнейшей энергосистемой Центрального района страны.

**Перечень энергосистем на 1 января 1934 года<sup>3</sup>**

| <b>№</b> | <b>Название системы</b>     | <b>Установленная мощность в МВт</b> | <b>Местонахождение диспетчерского пункта</b> |
|----------|-----------------------------|-------------------------------------|--|
| 1        | Мосэнерго                   | 629,1                               | Москва                                       |
| 2        | Днепроэнерго                | 526,0                               | Днепрогэс                                    |
| 3        | Ленэнерго                   | 491,4                               | Ленинград                                    |
| 4        | Донэнерго                   | 456,4                               | ШтерГРЭС                                     |
| 5        | Уралэнерго                  | 219,0                               | Свердловск                                   |
| 6        | Горьковский энергокомбинат  | 204,0                               | Балахна                                      |
| 7        | Азчерэнерго (Севкавэнерго)  | 140,3                               | Ростов                                       |
| 8        | Ивэнерго                    | 129,3                               | Иваново                                      |
| 9        | Харьковский энергокомбинат  | 73,5                                | Харьков                                      |
| 10       | Закэнерго                   | 52,5                                | Тифлис                                       |
| 11       | Брянский энергокомбинат     | 47,8                                | Брянск                                       |
| 12       | Киевский энергокомбинат     | 39,9                                | Киев   |
| 13       | Одесский энергокомбинат     | 39,8                                | Одесса                                       |
| 14       | Саратовский энергокомбинат  | 22,5                                | Саратов                                      |
| 15       | Белорусский энергокомбинат  | 20,0                                | Минск  |
| 16       | Куйбышевский энергокомбинат | 15,2                                | Куйбышев                                     |
| 17       | Узбекэнерго                 | 13,0                                | Ташкент                                      |
| 18       | Крымский энергокомбинат     | 11,1                                | Севастополь                                  |

<sup>3</sup> По данным: Ф. Л. Вейтков, В. К. Мешков «Диспетчерское управление энергосистемами», 1936 г.

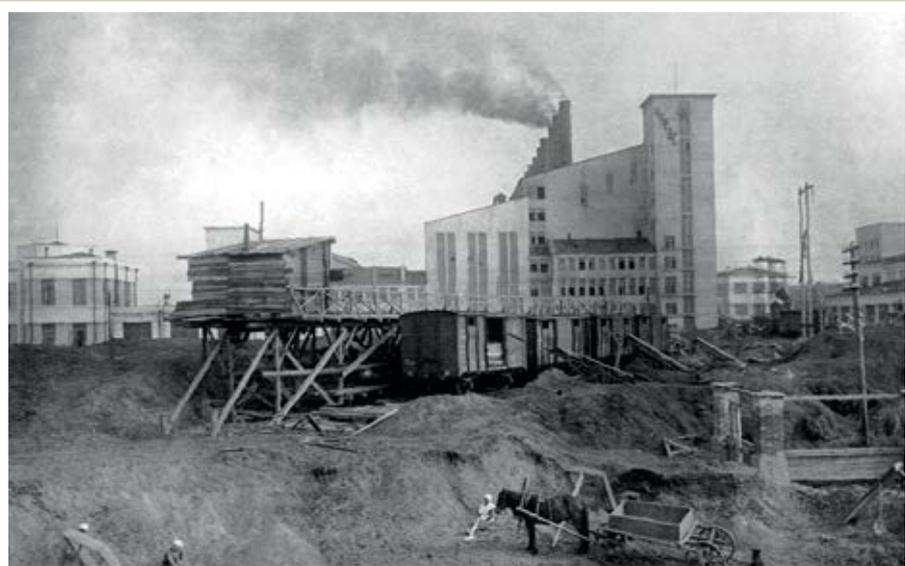
В зону действия Районного управления Уральских электростанций входила территория Уральской области, включавшая в себя в 1930 году современные Свердловскую, Челябинскую, Тюменскую области и Пермский край. Первоначально развивались Соликамско-Березниковский (Березниковская ТЭЦ), Пермский (Кизеловская ГРЭС), Свердловский (Свердловская ГЭС и Егоршинская ГРЭС), Челябинский (Челябинская ГРЭС, Магнитогорская ТЭЦ) энергоузлы. В каждом из них оборудовался свой диспетчерский пункт. После соединения в 1934 году линиями электропередачи 110 кВ всех энергорайонов (а расстояние между крайними точками энергосистемы превышало 1000 км) диспетчерский пункт в Свердловске стал выполнять функции центрального диспетчерского пункта энергосистемы.

*Тридцатые годы характеризуются высокими темпами ввода новых мощностей на районных электростанциях. Электрические сети осваивают новый класс напряжения 220 кВ. В 1936 году производство электроэнергии достигло 32,8 млрд кВт•ч при установленной мощности электростанций 7,5 млн кВт.*

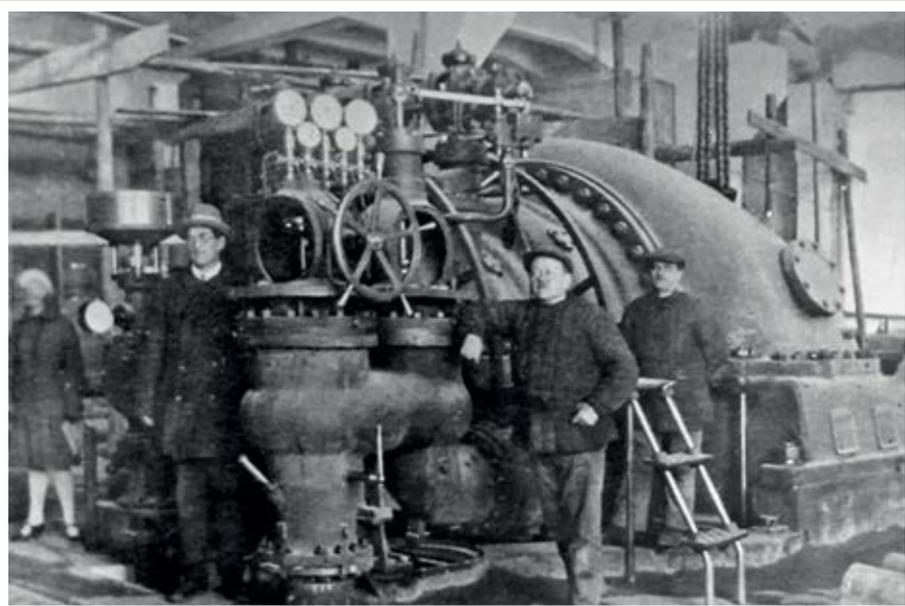
*В середине 1932 года в стране действовало 9 центральных диспетчерских пунктов энергосистем, а в 1934-м – уже 18.*

### Три варианта развития

В годы первой пятилетки в стране бурными темпами строились новые заводы и фабрики, требовавшие все больше электроэнергии. И хотя во всех директивных материалах по развитию народного хозяйства провозглашался принцип опережающего развития электроэнергетики, на протяжении всей истории развития народного хозяйства СССР темпы



*Челябинская ГРЭС, 1931 год*



*Пуск турбогенератора «Вумаг» Егоршинской ГРЭС, 1932 год*

роста спроса промышленности на электроэнергию постоянно опережали возможности электроэнергетического хозяйства страны. Вот почему на всех уровнях управления электроэнергетикой были сосредоточены большие усилия – как по вводу новых электроэнергетических объектов, так и по наиболее эффективному их использованию.

Одним из наиболее эффективных способов использования существующих электростанций является объединение их на совместную параллельную работу, что было заложено еще в плане ГОЭЛРО, фактически ставшем первым государственным планом развития народного хозяйства. Организация региональных энергосистем, в состав которых вошли уже существовавшие и строившиеся электростанции, электрические сети и диспетчерские центры, началась в начале 1930-х годов в разных регионах страны, где шло бурное развитие промышленности, – на Юге, в Центре, в Поволжье, на Урале, в Сибири. Районные управления, осуществлявшие развитие и эксплуатацию энергетического хозяйства регионов, подчинялись разным государственным органам, имевшим отношение к управлению электроэнергетикой: ВСНХ, Наркомтяжпрому, Наркомату электростанций и др.

Развитие энергосистем шло по пути строительства новых и расширения существующих электростанций, а также возведения линий электропередачи для связи электростанций с центрами потребления. По мере расширения зоны охвата электрическими сетями в отдельных регионах появилась возможность соединения между собой электрических сетей соседних смежных энергосистем.

Таких энергосистем в 1930-е годы было еще не много. В центре России – Московская, крупнейшая на тот момент в стране, а также Нижегородская (Горьковская), Ивановская и Ярославская, выделившаяся из Ивановской в связи с изменением административного территориального деления в 1934 году. На Юге – Донбасская энергосистема, соседями которой были Ростовская (носившая в разные времена

названия Северо-Кавказской и Азово-Черноморской) и Днепроvская. И, наконец, Уральская энергосистема, охватывавшая огромную территорию: Свердловскую, Челябинскую, Пермскую и Тюменскую области.

При объединении энергосистем на параллельную работу необходимо было решить ряд не только технических, но и организационных вопросов. Основной из них состоял в *выборе схемы диспетчерского управления параллельно работающими энергосистемами*. Принципиально вариантов осуществления диспетчерского управления было всего три.

**Первый** – поручить диспетчерское управление параллельно работающими энергосистемами диспетчерской службе одной из энергосистем.

**Второй** – создать второй, более высокий, уровень диспетчеризации – специальный диспетчерский центр, управляющий параллельной работой нескольких энергосистем.

**Третий вариант** – децентрализованное диспетчерское управление.

Все способы имели право на существование и обладали различными как преимуществами, так и недостатками.

При реализации **первого варианта**, не требовавшего затрат на создание нового диспетчерского центра, у одной из энергосистем всегда возникали бы сомнения в корректности команд, отдаваемых «чужим» диспетчером, особенно если это команды на ввод ограничений и отключений потребителей.

Создание отдельного диспетчерского центра по **второму варианту** требовало определенных материальных затрат в виде помещений и необходимого технического оборудования, а также наличия квалифицированного персонала, способного обеспечить эффективное использование электрических станций параллельно работающих энергосистем и надежное энергообеспечение потребителей.

**Третий вариант** не давал возможности во всех случаях полностью использовать существующие мощности электростанций

и пропускную способность электрических сетей и применялся в странах, электроэнергетические компании которых находились в частной собственности, а также в некоторых межгосударственных энергообъединениях. Поэтому он был отвергнут в первую очередь.

Поскольку второй вариант требовал определенных материальных затрат и наличия квалифицированного персонала, то исходя из реальных возможностей с получением необходимых для диспетчерского центра помещений и технического оборудования, а также дефицита квалифицированного персонала на начальном этапе объединения энергосистем применялся первый вариант, а впоследствии переходили ко второму.

В то же время, для безусловного выполнения диспетчером региональной энергосистемы команд диспетчера объединенных энергосистем требовалось либо создание в энергетике такой экономической системы, в которой эти команды не влияют отрицательно на плановые показатели энергосистемы, а их невыполнение ведет к значительным для энергосистемы экономическим потерям, либо диспетчера объединенной энергосистемы необходимо было обеспечить определенным административным ресурсом. Поиски такой экономической системы растянулись на многие годы, а для получения достаточного административного ресурса диспетчерские центры объединенных энергосистем в конце концов были включены в состав центрального аппарата управления электрическими станциями и электрическими сетями – Наркомата (Министерства) электростанций СССР. *В итоге в стране постепенно сформировалась структура оперативно-диспетчерского управления, в основе своей перенесенная в современную российскую энергетику. Она предусматривает большое количество региональных диспетчерских центров, управляющих локальными энергосистемами, наличие объединенных диспетчерских управлений, обеспечивающих параллельную работу региональных энергосистем, объединенных «по кустовому принципу», и главный диспетчерский центр, контролирующий крупнейшие межсистемные*

перетоки в масштабах всей страны. Такая структура была обусловлена наличием на очень протяженной территории большого количества крупных центров выработки и потребления, соединенных друг с другом относительно слабыми сетевыми связями. Задачей такой системы диспетчерского управления во многом являлось и является обеспечение управляемости и целостности Единой энергосистемы – предотвращение распада ее на части в аварийных ситуациях.

## Структура и первые нормативные документы диспетчерских служб

Диспетчерские службы в стране в 1930-е годы интенсивно развивались одновременно с динамичным развитием энергосистем. Оформлялись функционал диспетчерских центров, их организационная структура, разрабатывались и формализовались методы диспетчерского управления. Так, в изданном в 1936 году первом учебнике по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике – руководстве *«Диспетчерское управление энергосистемами»* – инженер Федор Леопольдович Вейтков пишет:

*«...сущностью диспетчеризации энергосистем является непрерывное координирование всех отдельных частей объединения в целях достижения максимальной надежности и экономичности снабжения потребителей электроэнергией. В соответствии с этим, основной функцией центрального дежурного диспетчера является оперативное регулирование производства и распределения электроэнергии, выражающееся: 1) в руководстве совместной работой станций и сетей при нормальных условиях, и 2) в ликвидации аварий».*

Управляя энергосистемой в нормальном, т. е. не аварийном, режиме, диспетчер распределяет нагрузку между электростанциями,

разрабатывая и распределяя производственные задания на выработку электроэнергии и составляя и передавая на станции графики активной и реактивной нагрузки. Он руководит действиями дежурного персонала электростанций в части изменения мощности генерирующего оборудования с целью поддержания в энергообъединении нормативных показателей частоты тока и напряжения. Диспетчер проводит переключения в электроустановках для вывода сетевого и генерирующего оборудования в ремонт и ввода его в работу, а также при проведении испытаний оборудования. И, наконец, диспетчер энергосистемы занимается выбором наиболее надежных и экономичных режимов работы электростанций.

В аварийных ситуациях диспетчер выясняет место и размер аварии, выбирает наиболее быстрый способ восстановления нормального режима работы энергосистемы и скорейшего восстановления энергоснабжения потребителей и, конечно, руководит работой оперативного персонала энергообъектов в процессе восстановления энергосистемы, для чего оперативный персонал беспрекословно подчиняется ему «в объеме указанных функций».

Все эти функции, с некоторыми поправками на достигнутый в XXI веке уровень автоматизации процессов, и сегодня составляют основное содержание работы диспетчеров в электроэнергетике.

В 1930-х постепенно расширяется и организационная структура диспетчерских центров. В составе диспетчерских служб начинают создаваться группы режимов. 1 января 1932 года из оперативно-го сектора управления эксплуатации «Электротока» в Ленинграде была выделена в качестве самостоятельной единицы группа по разработке энергетических режимов. В обязанность группе вменили расчет и назначение рациональных электрических режимов электростанций и сетей, а также анализ режима работы энергосистемы. По примеру Ленинграда такие группы были затем образованы и в других энергосистемах Советского Союза. В дальнейшем



*Уже в конце 1920-х годов была внедрена система планово-предупредительных ремонтов оборудования энергосистем, а в 1930-х годах – система и методы контроля и испытания изоляции. С 1933 года стали выпускаться противоаварийные циркуляры, в 1934 году была выпущена типовая инструкция по ликвидации аварий на высоковольтных линиях; в 1936-м были утверждены Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок электростанций и подстанций, а к 1940 году – Правила технической эксплуатации электрических станций и подстанций.*

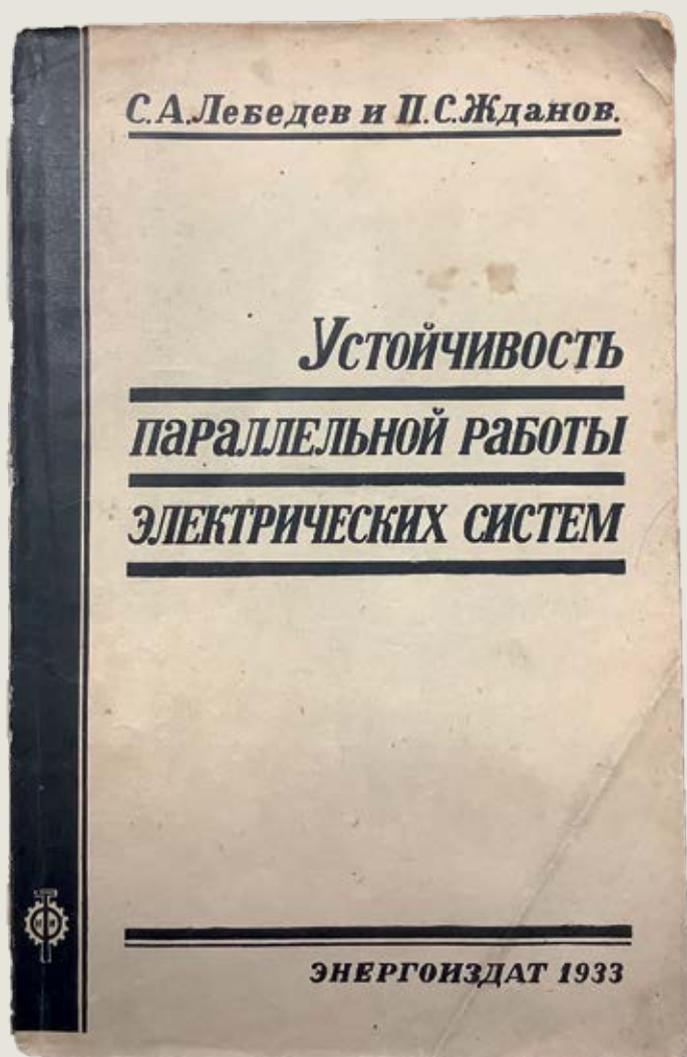
### **Развитие инструментов диспетчера**

Фактически 1930-е годы являются лишь вторым десятилетием системы оперативно-диспетчерского управления, однако уже в это время у диспетчеров появляются технические «помощники» – устройства и системы, без которых управление постоянно растущим и усложняющимся энергетическим комплексом становилось уже невозможным. Это – первые ручные и автоматизированные системы контроля и управления объектами диспетчеризации, системы связи и фиксирования оперативных переговоров, расчетные модели и многое другое, что в настоящее время уже является не только привычным, но и автоматизировано вплоть до полного исключения человеческого фактора из технологических процессов. Начало многим из этих систем было положено в 1930-е годы.

Работы по планированию, оперативному регулированию и анализу режимов быстро развивались на основе приобретенного опыта диспетчерского управления и разработок советских и зарубежных специалистов. Были опубликованы оригинальные отечественные

труды по вопросам параллельной работы электростанций, централизованного управления энергосистемами, экономического распределения мощностей. Вышли в свет фундаментальные исследования по статической и динамической устойчивости, сохранившие свое основополагающее значение до настоящего времени. Продолжалось развитие методов оптимизации распределения активных и реактивных мощностей. Исследовались режимы самовозбуждения, асинхронные режимы и условия ресинхронизации генераторов; разрабатывались методы расчета электростатического и электромагнитного влияния линий электропередачи на линии связи. Были созданы первые модели (расчетные столы) переменного тока для расчета установившихся режимов и динамической устойчивости, получившие в дальнейшем широкое применение в энергосистемах, объединенных диспетчерских управлениях (ОДУ), научно-исследовательских и проектных организациях. Эта работа велась под руководством известного электротехника, основателя московской электротехнической школы, профессора МВТУ Карла Адольфовича Круга, руководившего в ГОЭЛРО электрификацией промышленности и сельского хозяйства центра России.

В 1930-е в энергосистемах внедряются первые устройства телепередачи сигналов и измерений по высокочастотным каналам, образованным по линиям электропередачи. Вначале эти устройства были импортными, и их было крайне мало. По мере освоения отечественной промышленностью выпуска аналогичной аппаратуры внедрение систем телемеханики становится более массовым. Ручная сигнализация положения выключателей заменяется на автоматическую, а на диспетчерском пункте появляются так называемые приборы индивидуального отображения, которые размещались на диспетчерском пульте непосредственно перед каждым диспетчером и показывали нагрузку электростанций, перетоки активной мощности по линиям электропередачи, напряжения на шинах подстанций и электростанций.

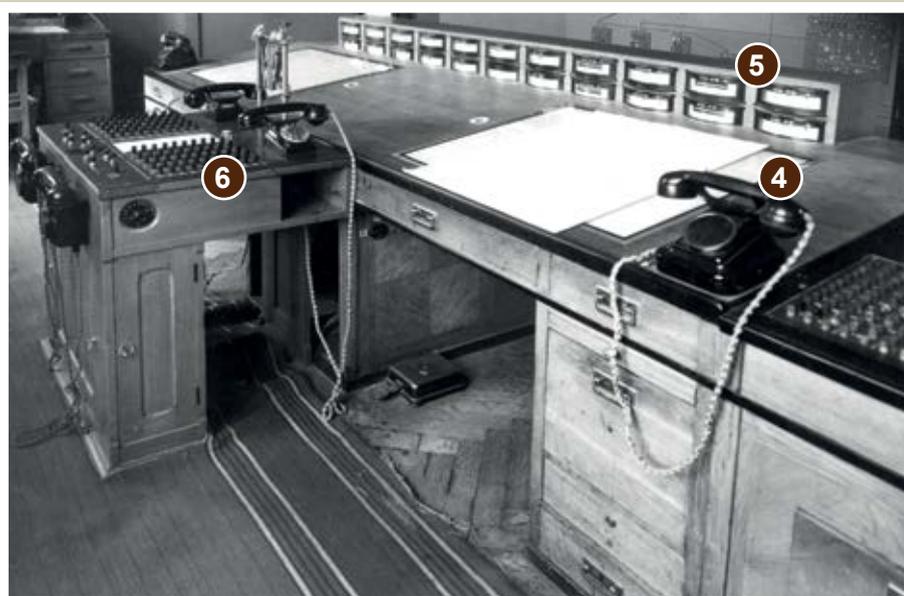
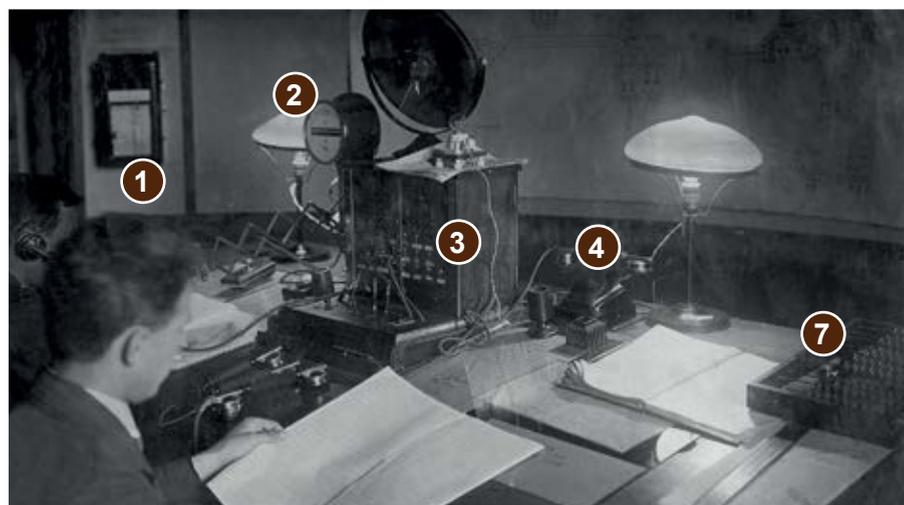


*В 1933 году вышла в свет монография «Устойчивость параллельной работы электрических систем», написанная С. А. Лебедевым (впоследствии он станет одним из создателей первых советских ЭВМ ряда БЭСМ) в соавторстве с сотрудником лаборатории ВЭИ П. С. Ждановым – первое в мире систематизированное изложение комплекса вопросов, составляющих проблему устойчивости, и мероприятий, ее обеспечивающих.*

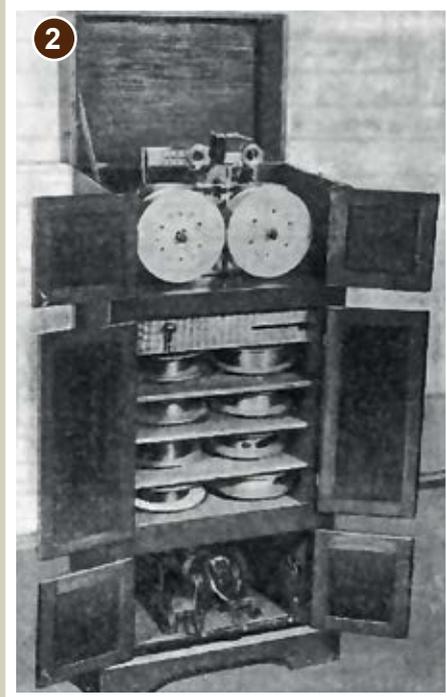
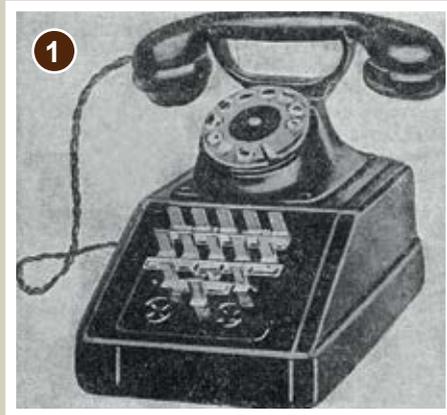
Диспетчерский пункт оборудуется самописцами – регистрационными приборами, которые вели запись на бумажную ленту таких важных параметров, как частота, напряжение на шинах электростанций и др. Для обеспечения работоспособности самописцев в аварийных ситуациях предусматривается резервирование их питания от аккумуляторной батареи. Для записи диспетчерских переговоров устанавливаются магнитофоны, где в качестве носителя звука использовалась стальная проволока.

Суточная ведомость энергосистемы с данными почасовых нагрузок оборудования электростанций, перетоков по линиям электропередачи, загрузок трансформаторов, уровней напряжений в основных узлах энергосистемы формировалась вручную путем ежедневного опроса по телефону оперативного персонала энергообъектов энергосистемы. Необходимым вычислительным инструментом для диспетчера были счёты с костяшками.

В 1930-х годах проводилась систематическая работа по совершенствованию релейной защиты сетей 35–110 кВ и первых линий 220 кВ. В этот период появились оригинальные труды советских авторов по теории и технике релейной защиты. Большой эффект был достигнут установкой на линиях 110–220 кВ так называемых токовых отсечек. Была организована разработка отечественных дистанционных защит, началось внедрение защит с ВЧ-блокировкой на линиях электропередачи высших напряжений и дифференциальных защит мощных трансформаторов. В последние годы довоенного периода промышленность СССР освоила выпуск быстродействующих высокочастотных и продольных дифференциальных защит, дистанционных защит с блокировкой при качаниях для линий 220 и 110 кВ, дифференциальных защит шин 220–110 кВ электростанций и подстанций, усовершенствованных защит генераторов. Благодаря совершенствованию релейных защит и применению новых быстродействующих выключателей был существенно повышен уровень динамической устойчивости энергосистем.



*Инструменты оперативно-диспетчерского управления, 1930-е годы:  
1. Самописец. 2. Частотомер. 3. Телефонный коммутатор. 4. Телефон.  
5. Приборы индивидуального отображения. 6. Панель ключей  
положения выключателей. 7. Счёты.*



*Настольный диспетчерский аппарат с индивидуальными вызывным ключами (1) и электромагнитный звукозаписывающий аппарат (2).*

*Из книги Ф. Л. Вейткова, В. К. Мешкова*

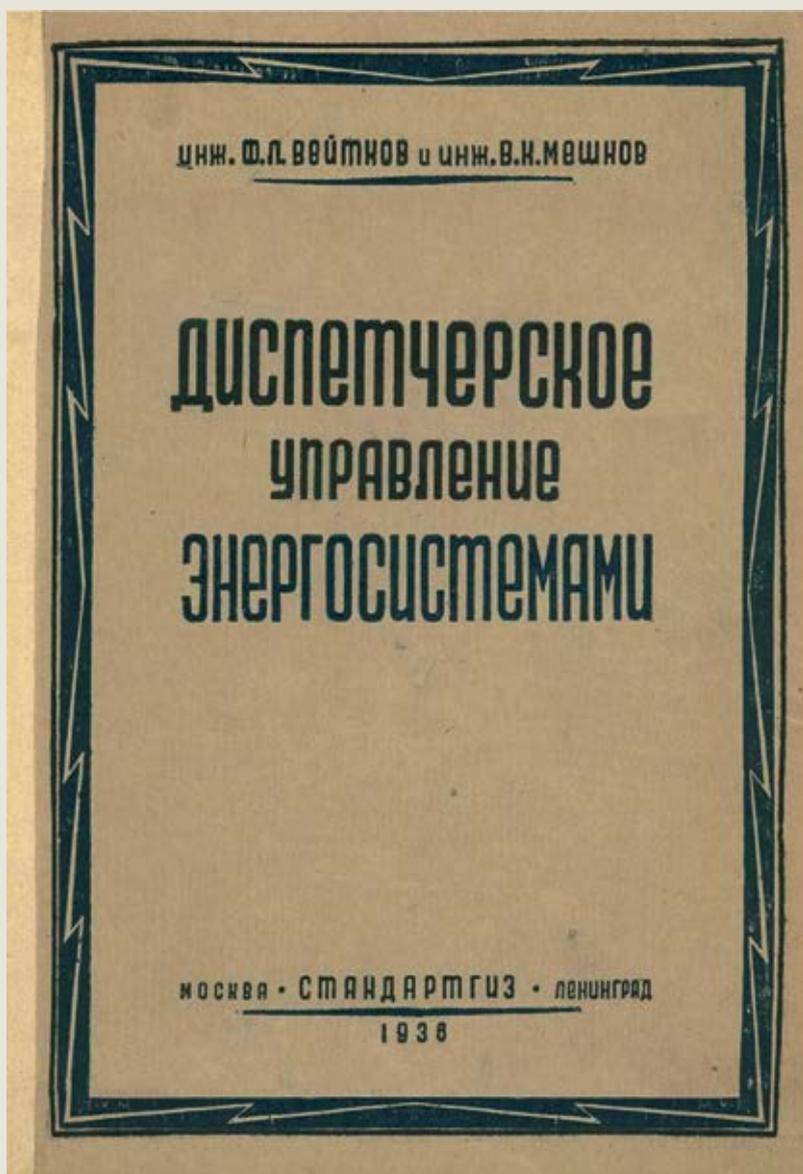
*«Диспетчерское управление энергосистемами», 1936 год*

Внедрялись новые средства линейной и системной автоматики. С 1932 года начался ввод в эксплуатацию первых устройств автоматического включения резерва (АВР). С 1934 года началось применение устройств автоматического повторного включения линий (АПВ). В 1937 году на Свирской ГЭС был установлен первый автоматический регулятор частоты; в 1939-м там же было освоено устройство противоаварийной автоматики, осуществлявшее выделение ГЭС на сбалансированную нагрузку. Перед войной началось внедрение быстродействующих, не имеющих зоны нечувствительности электронных автоматических регуляторов возбуждения, устройств компаундирования синхронных машин, первых устройств быстродействующего возбуждения и автоматической разгрузки по частоте.

Рост мощности энергосистем привел к значительному увеличению токов короткого замыкания (КЗ); в середине 1930-х годов пришлось заменить или усилить более половины всех установленных в энергосистемах масляных выключателей. Наряду с этой работой проводилось вынужденное секционирование сетей для ограничения токов короткого замыкания до значений, допустимых для выключателей и другого оборудования и аппаратуры. В 1930-х годах были разработаны первые руководящие указания по расчетам токов КЗ. Совершенствовались и внедрялись универсальные модели (расчетные столы) постоянного тока для определения токов КЗ.

К сожалению, надо признать, что само по себе создание диспетчерских пунктов не являлось достаточным для обеспечения надежного и эффективного функционирования энергосистемы.

Во-первых, зачастую слабой была техническая оснащенность диспетчерских пунктов средствами связи и телемеханики, без которых диспетчер не может полноценно управлять режимами энергосистемы даже в нормальных условиях, не говоря уже об аварийных ситуациях. Наличие на диспетчерском пункте телефона и частотомера – явно недостаточное условие для выполнения стоящих перед



*В 1936 году вышла в свет книга «Диспетчерское управление энергосистемами» – первое в мире практическое руководство по организации диспетчерских служб и технике управления эксплуатацией энергосистем, написанное инженерами Мосэнерго Ф. Л. Вейтковым и В. К. Мешковым.*

диспетчером задач. Однако ограниченные в те времена возможности отечественной промышленности по производству необходимых средств телемеханики и связи и трудности с получением аналогичной необходимой аппаратуры по импорту еще долгие годы, вплоть до середины 1950-х годов, отрицательно влияли на техническое оснащение диспетчерских центров.

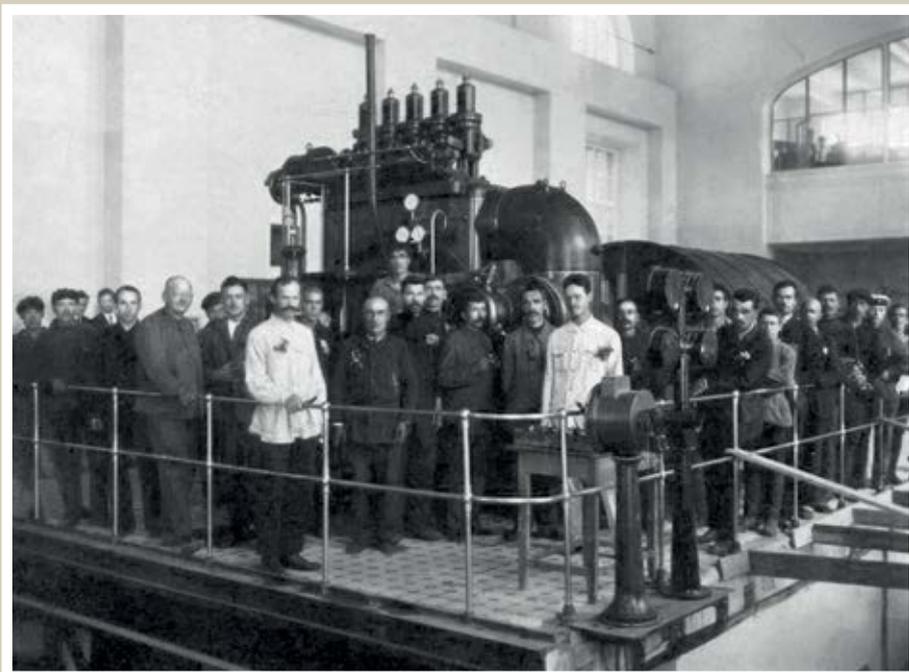
Во-вторых, сказывалась кадровая проблема. Обучение и подготовка диспетчера даже в те времена, когда сложность энергосистемы на порядок уступала современной, все-таки требовали и довольно продолжительного времени, и квалифицированных учителей. Поэтому неоценимой стала помощь, которую оказывали диспетчерские службы Мосэнерго и Ленэнерго в подготовке первых составов диспетчеров энергосистем всей страны. Сотрудники этих служб написали и появившиеся во второй половине 1930-х первые учебные пособия по организации диспетчерских служб и обучению персонала.

Несмотря на все имевшиеся недостатки и отдельные нерешенные проблемы, можно отметить, что к середине 1930-х годов система диспетчерского управления крепко встала на ноги и была готова к новым испытаниям, связанным с предстоящим качественно новым этапом в развитии отечественной энергетики – объединением энергосистем на параллельную работу.

### **Образование объединенных энергосистем Центра**

В начале 1930-х годов в Центральном регионе формировались и развивались энергосистемы, охватывающие территорию современных Московской, Тульской, Владимирской, Нижегородской, Ивановской, Костромской и Ярославской областей.

Самой крупной не только из них, но и в стране, была Московская энергосистема, электрические сети которой охватывали территорию современных Московской, Тульской и частично Владимирской (Владимирская область до 1944 года входила в состав Ивановской области) и Ярославской областей.



*Сотрудники Нижегородской ГРЭС у первой турбины, 1930 год*

Другой крупной энергосистемой Центрального района была Нижегородская, основой которой стала Нижегородская ГРЭС мощностью 204 МВт. Для сравнения, мощности Шатурской и Каширской ГРЭС в эти годы составляли соответственно 180 и 186 МВт. Электрические сети Нижегородской энергосистемы охватывали также часть территории современной Владимирской области. Электрические

сети Ивановской энергосистемы после ввода Ивановской ГРЭС мощностью 76 МВт, охватывая территорию Владимирской области, вплотную подошли к электрическим сетям Нижегородской энергосистемы, а также электрическим сетям Ярославской энергосистемы. Такая удобная конфигурация электрических сетей предопределяла создание объединенных энергосистем Центрального района, что нашло отражение в проектировании и планах строительства межсистемных линий, связывающих Московскую энергосистему с Нижегородской (межсистемный транзит 110 кВ Шатурская ГРЭС – Рошаль – Гусь-Хрустальный – Муром и др.) и Ярославской после ввода в работу Рыбинской ГЭС.



*Строительство Рыбинской ГЭС, 1939 год*

Однако экономические возможности того времени не позволили полностью реализовать задуманное, и процесс объединения

Центральных энергосистем затянулся на несколько лет, что было весьма кстати для выработки основных принципов диспетчерского управления объединенных энергосистем.

## Первый опыт параллельной работы энергосистем

Первое в нашей стране объединение энергосистем произошло в декабре 1932 года и было вызвано чрезвычайными обстоятельствами, сложившимися на Нижегородской ГРЭС. Основным видом топлива этой станции был торф, добыча которого носила сезонный характер: зимой он поступал на станцию только со склада. 24 августа 1932 года в результате обширного пожара сгорело 400 тыс. т запасенного торфа (40 % общего запаса). Были предприняты чрезвычайные меры, направленные на снижение объемов ограничений потребителей Нижегородской энергосистемы, в частности – дополнительная поставка на Нижегородскую ГРЭС торфа, угля и мазута из других регионов, для чего пришлось переоборудовать котлы станции на сжигание других видов топлива. Среди этих чрезвычайных мер было также решение о передаче электроэнергии от Ивановской ГРЭС потребителям Нижегородской энергосистемы по транзиту 110 кВ ИвГРЭС – Иваново – Шуя – Ковров – Вязники – Дзержинск, которого в природе еще не существовало. Однако в те времена такие обстоятельства не были непреодолимыми.

17 сентября 1932 года Главэнерго Наркомата тяжелой промышленности издает приказ № 381, которым предписывает:

– к 15 ноября 1932 года соорудить ВЛ 110 кВ Шуя – Ковров протяженностью 55 км. Провод для линии (медь, сечение 70 мм<sup>2</sup>) взять с демонтируемой линии 35 кВ Владимир – Ковров;

– к 10 декабря 1932 года переоборудовать существующую линию 35 кВ Ковров – Вязники протяженностью 55 км на 110 кВ (провод А-50

вначале остался прежний, в 1933 году его заменили на медный сечением 70 мм<sup>2</sup>);

– к 15 ноября 1932 года соорудить временную подстанцию 110/35 кВ в Коврове, используя для нее трансформаторную группу 15 тыс. кВА, взятую с подстанции Муром.



*Ивановская ГРЭС, 1930-е годы*

Таким образом, за счет экстренных мер по строительству и реконструкции линий электропередачи удалось в весьма короткие сроки организовать транзит 110 кВ между Ивановской и Нижегородской энергосистемами. К сожалению, не осталось никаких документов или воспоминаний очевидцев об организации диспетчерского управления параллельной работы Ивановской и Нижегородской энергосистем. Очевидно, что диспетчеры энергосистем каким-то образом взаимодействовали между собой, поддерживая режим максимально возможной передачи электроэнергии в сторону Нижегородской энергосистемы. Сохранились только цифры объемов электроэнергии, переданной в Нижегородскую энергосистему.

*В 1933 году в Нижегородскую энергосистему передано **54,95 млн кВт·ч** электроэнергии, для выработки которой потребовалось около **80 тыс. т торфа**. То есть за счет полученной из соседней энергосистемы электроэнергии удалось компенсировать около **20 %** потерянного топлива.*

*В 1934 году эта величина составила **39 млн кВт·ч**.*

*Таким образом, в истории нашей энергетики 1933 год можно считать годом начала организации параллельной работы энергосистем.*

Неизвестно, насколько длительной оставалась параллельная работа этих энергосистем в 1935–1936 годах, после восстановления нормальной работы Нижегородской ГРЭС. Возможно, в какие-то периоды они работали раздельно.

Постоянная параллельная работа начинается с выпуском в октябре 1937 года «*Временного положения о параллельной работе Ивановского и Горьковского Энергокомбинатов (ЭК) и контроле за этой работой со стороны уполномоченного Главэнерго*», которым был назначен главный инженер Горьковского ЭК В. Н. Сергеев. В соответствии с Положением на диспетчерскую службу Нижегородской энергосистемы было возложено управление режимами двух параллельно работающих энергосистем. Таким образом, была принята схема диспетчерского управления по первому варианту, о котором говорилось выше, единственным преимуществом которого (но на тот момент весьма важным) являлось отсутствие затрат на сооружение диспетчерского щита и содержание диспетчерского персонала.

По воспоминаниям ветеранов Нижегородской энергосистемы, такая схема диспетчерского управления плохо воспринималась в энергосистемах, так как, по их мнению, она «приводила к неэкономичной работе и авариям».

## Образование объединенных энергосистем Верхней Волги

В конце 30-х годов идет интенсивное развитие Ярославской энергосистемы, электрические сети которой расходятся от города Ярославля с его Ляпинской (ныне Ярославской) ГРЭС, первенцем ГОЭЛРО, и строящейся Ярославской ТЭЦ. В планах развития энергосистемы были заложены межсистемные линии 110 кВ, соединяющие через Нерехту Ярославскую энергосистему с Ивановской, а через строящуюся Рыбинскую ГЭС по линии 110 кВ Ярославль – Рыбинск – с Московской энергосистемой.



*Ляпинская ГРЭС, 1930-е годы*

Учитывая, что транзит 110 кВ, соединяющий Московскую энергосистему с Нижегородской, так и не начинали строить, а исходя

из темпов строительства Рыбинской ГЭС возможные сроки организации параллельной работы Ярославской энергосистемы с Московской сдвигаются за 1940 год и далее, более близким становится ввод транзита Ярославль – Иваново через подстанцию Нерехта, который был запланирован на 1939 год. Поэтому следующим шагом к созданию объединенных энергосистем Центра стала организация параллельной работы Нижегородской и Ивановской энергосистем с Ярославской энергосистемой. Создающееся энергообъединение, электрические сети которого охватывали территорию пяти современных областей (Владимирская, Ивановская, Костромская, Нижегородская и Ярославская), впоследствии получило название Объединения Верхне-Волжских энергосистем – ВВЭС.

Образовавшийся на базе Главэнерго Наркомат электростанций СССР поручает своему Главному управлению по эксплуатации электрических станций и электрических сетей Центра – Главцентрэнерго – разработать мероприятия, обеспечивающие параллельную работу трех энергосистем. Эти мероприятия были оформлены Приказом Главцентрэнерго № 39 от 22.05.1939, пункт 7 которого гласил: *«Начальнику ПРО т. Кузнецову к 25 июня 1939 г. организовать единое диспетчерское управление энергосистемами ГорЭК, ИвЭК и ЯрЭК на базе существующей диспетчерской службы и службы режимов в пределах существующих штатов системы с временным расположением в ГорЭК (в течение 1939 г.).»*

*Главным диспетчером объединенной системы назначить тов. Д. М. Асафова<sup>4</sup> (при подписании приказа было зачеркнуто «освободив его от обязанностей главного диспетчера ГорЭК») временно по совместительству с исполнением обязанностей главного диспетчера ГорЭК.*

<sup>4</sup> *Дмитрий Михайлович Асафов (1894–1962) – главный диспетчер Саратовской, затем Нижегородской энергосистемы, главный диспетчер Объединения энергосистем Верхней Волги (стр. 366).*

*Временное исполнение обязанностей уполномоченного Главцентрэнерго по совместной работе трех систем возложить на Управляющего Горьковским ЭК т. Солонина А. И.»*

Таким образом, и для этого этапа предполагалось сохранение схемы диспетчерского управления по первому варианту.

Однако обстоятельства сложились так, что ввод транзита 110 кВ через Нерехту не был осуществлен ни в 1939-м, ни даже в 1940-м. Только весной 1941 года состоялось объединение трех Верхне-Волжских энергосистем на совместную параллельную работу, но к тому времени в Наркомате, обладая определенным опытом диспетчерского управления параллельно работающих энергосистем, пришли к выводу о необходимости создания для этой цели отдельного диспетчерского центра по управлению режимами работы Верхне-Волжских энергосистем – Объединенной диспетчерской службы (ОДС) ВВЭС.

Разработанное главным диспетчером Нижегородской энергосистемы Д. М. Асафовым *«Положение № 7/У об объединенной Оперативно-диспетчерской службе О.Д.С. Горьковского ЭК, Ивэнерго и Ярэнерго»* 12 апреля 1941 года утверждается Наркоматом электростанций СССР, а 4 мая 1941 года «Главцентрэнерго» НКЭС выпускает приказ № 41, в котором сказано: *«Главным диспетчером и Зам. Уполномоченного Главцентрэнерго по О.Д.С. систем Горьковского ЭК, Ивэнерго и Ярэнерго назначить тов. Асафова Дмитрия Михайловича с освобождением его от обязанностей главного диспетчера Горьковской системы».*

Расположился диспетчерский центр ВВЭС там же, где и размещались диспетчеры Нижегородской энергосистемы – в помещении Нижегородской ГРЭС в г. Балахне. По всей видимости, персонал ОДС формировался из персонала диспетчерской службы Нижегородской энергосистемы, диспетчеры ОДС не имели своего диспетчерского щита и располагались в одном помещении с диспетчерами

энергосистемы, располагая той же скудной информацией о режиме работы энергосистемы. Все данные о режиме работы Ярославской и Ивановской энергосистем диспетчер ОДС получал только по телефону. Персонала было немного: по одному диспетчеру в смену и персонал группы подготовки режимов. Несмотря на наличие официального уполномоченного, руководил деятельностью ОДС главный диспетчер Д. М. Асафов.

Впоследствии, в ноябре 1942 года, диспетчерская служба Нижегородской энергосистемы переехала в новые помещения Районного управления в Нижний Новгород, оставив свои прежние владения целиком в распоряжении ОДС ВВЭС.

В период Великой Отечественной войны Объединение энергосистем Верхней Волги по располагаемой мощности уступало только Уральской и Московской энергосистемам.

## **Образование объединенных энергосистем Юга**

По плану ГОЭЛРО на Юге России должны были быть построены электростанции, ставшие впоследствии основой формирующихся энергосистем – Штеровская ГРЭС в Донбассе, Шахтинская ГРЭС в Ростовской области и ДнепрогЭС в Приднепровье. Ввод в работу этих электростанций и электрических сетей, связывающих их с центрами потребления, привел к образованию в начале 30-х годов Донбасской, Ростовской и Днепровской энергосистем. В отличие от ситуации с объединением энергосистем Центра, на Юге еще на стадии проектирования схемы выдачи мощности Днепровской ГЭС было предусмотрено строительство двухцепной (!) межсистемной линии электропередачи Днепр – Донбасс, которая должна была соединить ОРУ 154 кВ ГЭС с подстанцией в Донбассе Рыковская (по фамилии

председателя ВСНХ в те времена, впоследствии репрессированного как «враг народа»), с установленными на этой подстанции трансформаторами 154/110 кВ.



*Торжественный митинг по поводу пуска первой очереди Днепрогэса,  
10 октября 1932 года*

Такое решение, направленное на организацию совместной работы тепловых и гидравлической станции, было правильным и очевидным. В период паводка мощность Днепрогэса достигала максимальной величины (560 МВт) и была избыточной для энергосистемы, а в остальное время составляла от 150 до 250 МВт, что в отдельные периоды являлось недостаточным для покрытия потребительского спроса на электроэнергию. В 1930 году начинается строительство линий 154 кВ на территории Днепровской энергосистемы в сторону Донбасса, которое, однако,

вскоре было прекращено. Успели только заложить фундаменты опор, а на территории Донбасса ничего и не делалось.

В 1932 году в соответствии с приказом «Энергоцентра» ВСНХ № 126 от 23 февраля 1932 года, подписанным начальником «Энергоцентра» Г. М. Кржижановским, организуется «Комиссия по изучению вопроса высоковольтной связи между Донбассом и Приднепровьем».

Результаты работы Комиссии обнаружить не удалось, но проект межсистемной связи коренным образом перерабатывается, и рабочим напряжением межсистемных линий становится напряжение 220 кВ, освоенное в нашей стране при строительстве линии Нижне-Свирская ГЭС – Ленинград. По переработанному проекту в Днепровской энергосистеме сооружается подстанция ДД (Днепр-Донбасс) 154/220 кВ, а точкой примыкания линий 220 кВ в Донбассе должно было служить ОРУ 220 кВ строящейся Зуевской ГРЭС с заходом на ОРУ проектируемой Кураховской ГРЭС. Строительство линий началось в 1934 году, но поскольку велось оно хозспособом, то есть за счет внутренних ресурсов энергосистем, процесс шел ни шатко ни валко и растянулся, к сожалению, на многие годы.

## **Объединение Донбасской энергосистемы с Ростовской и Днепровской**

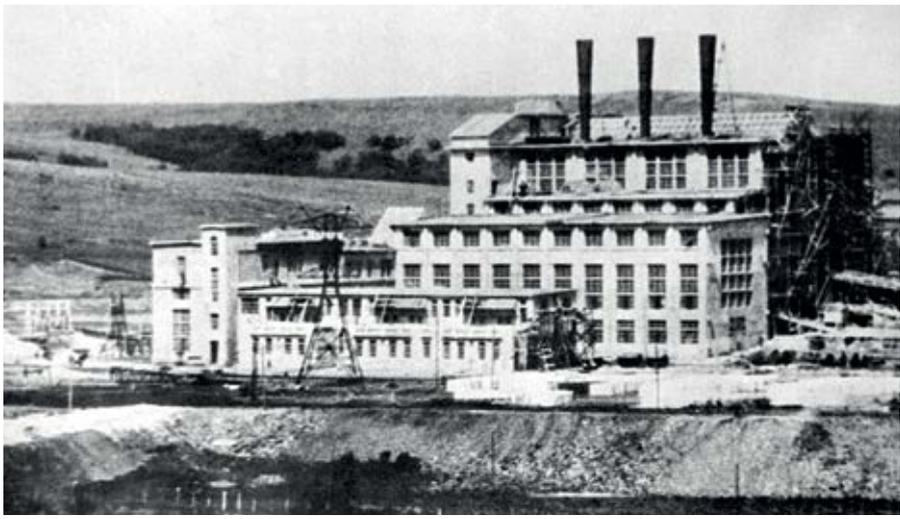
В 1930-х электрические сети 110 кВ Ростовской и Донбасской энергосистем вплотную приблизились друг к другу. Одно направление представляло из себя транзит от Шахтинской ГРЭС в сторону Штеровской ГРЭС через Должанку, второе – от Таганрога на Амвросиевку. Линия 110 кВ Таганрог – Амвросиевка была введена в строй в 1934 году, однако постоянной параллельной работы энергосистем по этой линии, судя по документам, не было. Вопрос

об организации параллельной работы Ростовской и Донбасской энергосистем возник при строительстве второй межсистемной линии 110 кВ через подстанцию Должанка в 1937 году. Своим распоряжением № 555 от 28 августа 1937 года и № 736 от 9 ноября 1937 года «Главэнерго» НКТП предписывает: *«с 1 декабря 1937 г. приступить к параллельной работе «Донэнерго» и «Азчерэнерго», а «до окончания сооружения диспетчерского пункта руководство совместной работой «Азчерэнерго» и «Донэнерго» возложить на диспетчерский пункт «Донэнерго» (Горловка)».*

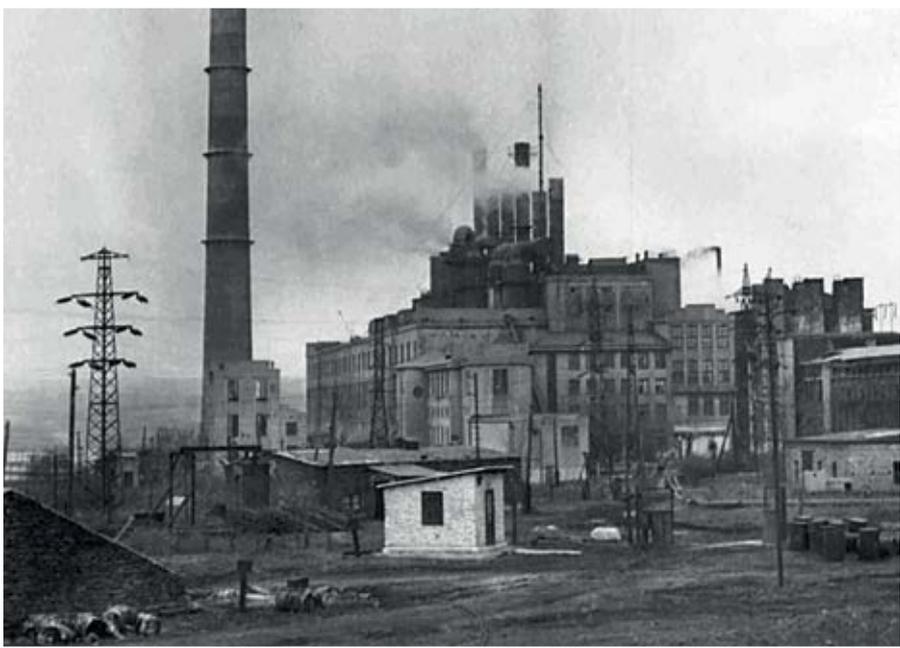
Таким образом, в 1937 году еще две энергосистемы в нашей стране начали работать параллельно, причем схема диспетчерского управления на Юге и в Центре была одинаковой: управление режимами параллельной работы возлагалось на диспетчеров более крупной энергосистемы, то есть реализовывался первый вариант схемы диспетчерского управления.

Вплотную к объединению энергосистем Донбасса и Днестра приступили только с выпуском «Главэнерго» НКТП Распоряжения № 145 от 4.03.1937, предусматривающем организацию Бюро Южной Энергосистемы.

В соответствии с утвержденным «Положением о Бюро» обязанности Бюро заключались в организации всех работ как по строительству всего межсистемного транзита 220 кВ, так и в организации диспетчерского управления параллельно работающих энергосистем Донбасса, Днестра и Ростова. Вместе с тем в пункте 21 «Положения о Бюро» указывалось, что «Бюро прекращает свою деятельность с момента возникновения Бюро диспетчера Южной энергосистемы». Общее руководство деятельностью Бюро осуществлял уполномоченный Главэнерго (впоследствии Главюжэнерго), в качестве которого выступали руководители Донбасской энергосистемы, быстро исчезающие в те суровые для энергетиков времена: А. М. Мстивовский, А. Т. Верещак. Нормально работать на этой должности удалось



*Штеровская ГРЭС, 1932 год*



*Шахтинская ГРЭС им. Артема, 1930-е годы*

только Георгию Александровичу Маралину, главному инженеру Донбасской энергосистемы.

Изменяется подход к транзиту 220 кВ, его строительство с 1939 года осуществляется за счет централизованных средств и явно ускоряется. В июне 1940 года транзит 220 кВ вводится в работу. С его вводом в работу и организацией параллельной работы трех энергосистем Бюро преобразуется в Объединенную диспетчерскую службу – ОДС Южной энергосистемы, расположившуюся в г. Горловке, в одном здании с диспетчерской службой Донбасской энергосистемы. Здесь, как и в случае с объединением энергосистем Верхней Волги, персонал, по-видимому, также набирался из диспетчеров Донбасской энергосистемы. Численный состав персонала, как и ОДС ВВЭС, был невелик: главный диспетчер, группа диспетчеров и группа (возможно, служба) режимов.

Руководил деятельностью ОДС Юга главный диспетчер Николай Михайлович Мельгунов, бывший главный диспетчер Донбасской энергосистемы, а в качестве уполномоченного выступал главный инженер «Донэнерго» Георгий Александрович Маралин.

*Таким образом, в предвоенный период в нашей стране электроэнергетика вышла на новый качественный уровень – начали создаваться объединения энергосистем, обеспечивающие каждой из входящих в него энергосистем более эффективное использование существующего оборудования электрических станций и повышение надежности энергоснабжения потребителей. Для диспетчерского управления объединенными энергосистемами были созданы отдельные диспетчерские центры – ОДС объединенных энергосистем, прошедшие вместе с диспетчерскими центрами энергосистем все испытания, выпавшие на долю нашего народа в Великой Отечественной войне.*



1940-е годы

В военное время энергетики наравне со всей страной ковали Победу – в машинных залах и котельных, на подстанциях и в диспетчерских центрах. В годы Великой Отечественной войны энергетика сыграла огромную роль в укреплении и развитии военно-промышленного могущества страны, столь нужного для победы. Это стало возможным благодаря мощному потенциалу отрасли, ее высокому научно-техническому уровню, которые были достигнуты к началу сороковых годов.

### Эвакуация в тыл

С первых дней было необходимо в максимально короткие сроки подготовить отрасль к функционированию в условиях военного времени. Уже в июне 1941-го Государственным комитетом обороны СССР (ГКО) перед энергетиками была поставлена задача эвакуировать стратегически важные объекты из потенциально уязвимых западных областей страны. Из директивы ГКО: «...все, что не может быть эвакуировано, подлежит разрушению, в особенности водонапорные и электрические станции, вообще всякие силовые и трансформаторные подстанции».

К концу 1941 года установленная мощность электростанций страны сократилась почти в два раза – с 11,2 тыс. МВт в 1940 году до 6,6 тыс. МВт, врагом было уничтожено более 10 000 км линий электропередачи, что нанесло огромный урон народному хозяйству Советского Союза.

*В первые месяцы войны советскими электроэнергетиками было демонтировано и эвакуировано в тыл: 82 паровые турбины, 14 гидротурбин, 108 паровых котлов, 383 трансформатора.*

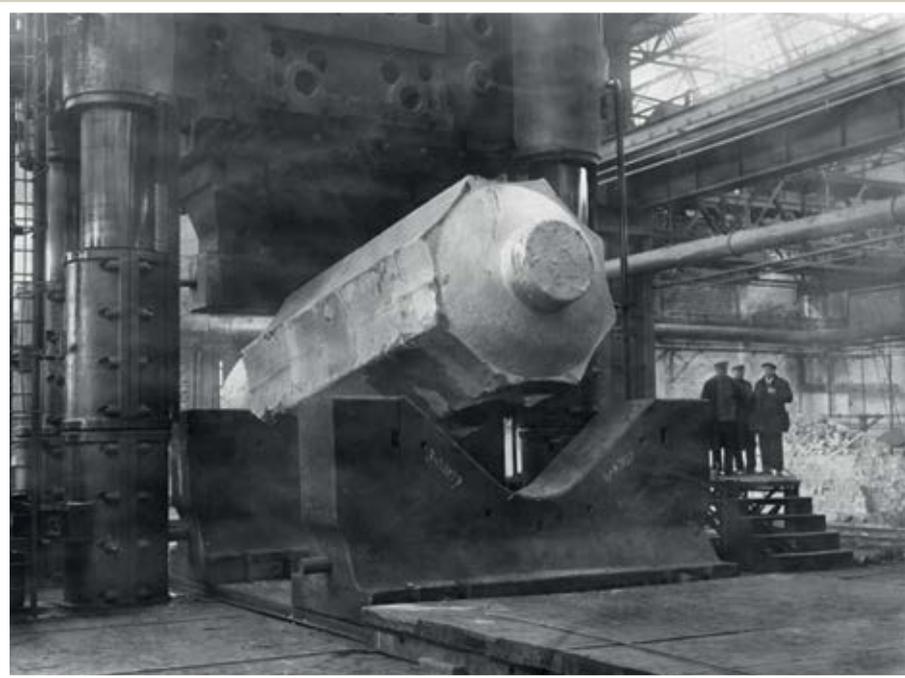
Оборудование электростанций и подстанций демонтировалось и вывозилось на Урал, в Сибирь и Среднюю Азию, где в кратчайшие сроки создавалась энергетическая инфраструктура. Энергосистемы, находившиеся на территории тыла, интенсивно развивались, чтобы обеспечить работу эвакуированных предприятий. В Предуралье и в Сибири в течение 1941–1943 годов были образованы новые энергосистемы: Уфимская (позже Башкирэнерго), Омская, Томская, Красноярская, Барнаульская и Оренбургская. Значительно увеличилась мощность созданных в предвоенные годы Кузбасской и Новосибирской энергосистем. Но важно было не только ускоренными темпами строить электростанции и развивать электросетевое хозяйство в тылу, но и оборонять энергообъекты западной части страны, поддерживая их работу вплоть до непосредственной угрозы захвата.

*В первые месяцы войны на Урал было эвакуировано 667 предприятий, в Сибирь – 322, в Среднюю Азию и Казахстан – 308, в Поволжье – 226.*

## Битва за Москву

В сентябре 1941 года враг вплотную подошел к Москве. Управление столичной энергосистемой велось из подготовленного в кратчайшие сроки подземного диспетчерского пункта. Вся нагрузка по электроснабжению города ложилась на электростанции северо-восточного, восточного и юго-восточного секторов энергосистемы. Важнейшая роль отводилась Шатурской ГРЭС. Посильную лепту вносила и Каширская станция, в нескольких километрах от которой осенью 1941 года были остановлены танковые соединения Гудериана.

ГРЭС находилась практически в зоне боевых действий, но первенец ГОЭЛРО ни на минуту не прекращал работу. В ноябре враг вплотную подошел к станции с юга. Наибольший урон несла линия электропередачи 110 кВ Кашира – Тула. Монтеры восстанавливали ее под частыми обстрелами и бомбежками. Под угрозой возможного прорыва вражеских танков станцию заминировали, но взрывать ее, к счастью, не пришлось.



*Первый гидрогенератор Рыбинской ГЭС, 1941 год*

Несмотря на близкую линию фронта, в конце 1941 года было принято решение о срочном вводе в строй строящейся Рыбинской ГЭС, которая могла дать так необходимую столице энергию. Возведение станции шло в условиях непрекращающихся бомбежек вражеской авиации.

В течение всего периода строительства ГЭС сохранялась готовность к ее подрыву в случае прорыва врага. Рыбинскую ГЭС ввели в строй досрочно: ее электроэнергия начала поступать в осажденную врагом Москву вечером 18 ноября 1941 года.

## Энергетическая блокада Ленинграда

Но самый страшный энергетический голод постиг Ленинград, вокруг которого 8 сентября 1941-го сомкнулось кольцо блокады. Город оказался отрезанным от всех областных электростанций, снабжавших его энергией. Сразу же после начала блокады все предприятия энергосистемы Ленинграда стали объектами нападения. На электростанции и подстанции города за время блокады было сброшено 300 фугасных и свыше 1 000 зажигательных авиабомб, выпущено около 3 000 артснарядов. Было нанесено свыше 2 000 повреждений высоковольтной воздушной сети и свыше 3 500 повреждений кабельной сети. Были разрушены многие подстанции и линии электропередачи. В самом Ленинграде работало только пять тепловых электростанций. Однако и на них из-за недостатка топлива резко сократилась выработка энергии, которой хватало только на госпитали, хлебозаводы и правительственные здания, имевшие отношение к фронту.

Прервалась передача электроэнергии с Волховской ГЭС, основное оборудование которой в октябре 1941 года было демонтировано и вывезено вглубь страны. На станции остались в работе два вспомогательных гидроагрегата по 1 000 кВт, работавшие для железнодорожного узла «Волховстрой» и воинских частей.

Государственный комитет обороны принял решение о восстановлении находящейся в прифронтовой зоне Волховской ГЭС для энергоснабжения осажденного города. Эвакуированное на Урал и в Среднюю

Азию оборудование было частично возвращено на станцию в 1942 году, заново смонтировано и введено в работу.

Электроэнергия в Ленинград должна была пойти по пяти кабельным линиям напряжением 10 кВ, проложенным по дну Ладожского озера. На ленинградском заводе «Севкабель» под артобстрелом врага женщины и дети начали изготовление кабеля, названного «кабелем жизни». К началу августа 1942-го было изготовлено уже более 100 км подводного провода. Кабель прокладывали по ночам – днем это было невозможно из-за постоянных авианалетов. 23 сентября 1942 года благодаря этому уникальному техническому решению энергетическая блокада была прорвана задолго до окончания блокады военной.



*Прокладка «кабеля жизни», 1942 год*

За почти 900 дней блокады в Ленинградской энергосистеме не было аварийных ситуаций, при которых происходило бы полное погашение окруженного города, хотя в отдельные дни частота существенно снижалась. В этом большая заслуга и коллектива диспетчерского центра Ленэнерго, возглавлял который все военные годы главный диспетчер **Алексей Константинович Дарманчев**<sup>5</sup>. Зимой 1942-го прямое попадание немецкого артиллерийского снаряда в корпус здания Ленэнерго привело к серьезному повреждению помещения, в котором находился Центральный диспетчерский пункт энергосистемы. Был срочно сооружен временный диспетчерский пункт с элементарным техническим оснащением, в который переведено управление энергосистемой.

## Создание ОДУ Урала

Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в годы Великой Отечественной войны играло особую роль – без него функционирование энергосистем было бы просто невозможно. В труднейших условиях работали диспетчеры энергосистемы Урала – именно сюда были эвакуированы и развернуты для работы, зачастую под открытым небом, основные промышленные предприятия из западных областей страны. 27 июня 1942 года постановлением Совета народных комиссаров СССР Уралэнерго было разделено на три энергосистемы: Свердловскую, Челябинскую и Молотовскую (Пермскую). Управляющими вновь созданных энергосистем назначены: в Свердловэнерго – А. М. Маринов, в Челябэнерго – И. И. Бондарев, в Молотовэнерго – К. В. Солнцев.

---

<sup>5</sup> *Алексей Константинович Дарманчев (1895–1967) – главный диспетчер Ленэнерго в 1935–1946 гг., начальник Объединенного диспетчерского управления энергосистем Центра в 1946–1947 гг. (стр. 375).*

# ПРИКАЗ

НАРОДНОГО КОМИССАРА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ СОЮЗА ССР

15 июля 1942 г.

Во исполнение постановления Совета народных комиссаров СССР № 1049-620с от 27 июня 1942 г. для улучшения руководства электростанциями Урала — ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Разделить Уральскую энергосистему Главвостокэнерго на самостоятельные энергосистемы Свердловэнерго с местопребыванием в г. Свердловске, Молотовэнерго с местопребыванием в г. Молотове, Челябинэнерго с местопребыванием в г. Челябинске с объединением этих энергосистемами электростанций и сетей.

2. Обязать управляющих Свердловэнерго тов. Маркина, Молотовэнерго тов. Солнцева, Челябинэнерго тов. Бондарева в 10-дневный срок организовать аппараты районных управлений.

3. Создать объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала в гор. Свердловске, возложить на него функции регулирования перетока мощностей, проведения графиков планово-предупредительных и капитальных ремонтов оборудования, а также введения графиков ограничения при недостаточности мощности в энергосистемах.

Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала подчинить уполномоченному НКЭС — заместителю народного комиссара электростанций.

Районные службы связи и релейной защиты подчинить в оперативном отношении объединенному диспетчерскому управлению энергосистемами Урала.

4. Обязать управляющих Свердловэнерго и Челябинэнерго в данный срок создать районные диспетчерские пункты (РДП) в гор. Свердловске и в Челябинске.

Обязать управляющего Молотовэнерго в месячный срок организовать новый диспетчерский пункт в гор. Молотове.

Впредь до организации диспетчерского пункта диспетчерский пункт Молотовэнерго оставить в гор. Чусовая.

5. Ремонтный завод Уралэнерго подчинить непосредственно Главвостокэнерго. Возложить на ремонтный завод Главвостокэнерго изготовление запасных частей для уральских электростанций.

6. Обязать Управляющих Свердловэнерго тов. Маркина, Молотовэнерго тов. Солнцева, Челябинэнерго тов. Бондарева в месячный срок создать ремонтные мастерские для Молотовэнерго на базе существующих мастерских КизелГРЭС и ЗырянТЭЦ, для Свердловэнерго на базе Игорянской, Среднеуральской ГРЭС и Красногорской ТЭЦ, для Челябинэнерго — на базе существующей мастерской Челябинэнерго.

7. Начальнику Главвостокэнерго т. Антонову совместно с Отделом запасов НКЭС в 5-дневный срок перераспределить по районным мастерским наличный парк станков Уралэнерго, а также предоставить план доукомплектования этих мастерских за счет станков, эвакуированных с других электростанций.

8. Передать центральному измерительному, химическому и энерголаборатории Уралэнерго в ведение Свердловэнерго.

Обязать управляющих Челябинэнерго и Молотовэнерго в месячный срок организовать измерительные, химические и энерголаборатории.

Обязать Главвостокэнерго обеспечить вновь организованные лаборатории необходимыми приборами и инструментами.

9. Обязать управляющих Молотовэнерго тов. Солнцева, Челябинэнерго тов. Бондарева в десятидневный срок организовать производственные кооперативные службы Энергосбыт, Центральную службу связи, Центральную службу грозозащиты и изоляции.

10. Обязать Управляющих Молотовэнерго тов. Солнцева, Челябинэнерго тов. Бондарева и главного диспетчера объединенного диспетчерского управления энергосистемами Урала в 5-дневный срок совместно с представителями областных исполнительных комитетов Молотовской, Свердловской, Челябинской областей обеспечить вновь организуемые районные управления и районные диспетчерские управления производственными помещениями и жильем для сотрудников.

11. Назначить комиссию в составе: заместителя народного комиссара тов. Угрюм (председатель), тов. Антонова (заместитель председателя), управляющих Свердловэнерго, Молотовэнерго и Челябинэнерго, главного диспетчера объединенного диспетчерского управления и представителей центральной бухгалтерии НКЭС для разделения имущества Уралэнерго по балансу на 1.06.1942 г.

Комиссия закончить работу и представить в НКЭС разделительный баланс в десятидневный срок.

Нарком электростанций СССР

Д. Г. Камерин

*Приказ о разделении Уралэнерго, 1942 год*

Этим же постановлением для оперативного руководства вновь образованными энергосистемами создано первое в стране Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Урала. 15 июля 1942 года нарком электростанций Д. Г. Жимерин во исполнение постановления СНК подписал приказ № 55: *«Создать объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала в городе Свердловске, возложить на него функции регулирования перетока мощностей, проведения графиков планово-предупредительных и капитальных ремонтов, а также введения графиков ограничения при недостатке мощности в энергосистемах. Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала подчинить уполномоченному НКЭС – Заместителю Народного Комиссара электростанций».*

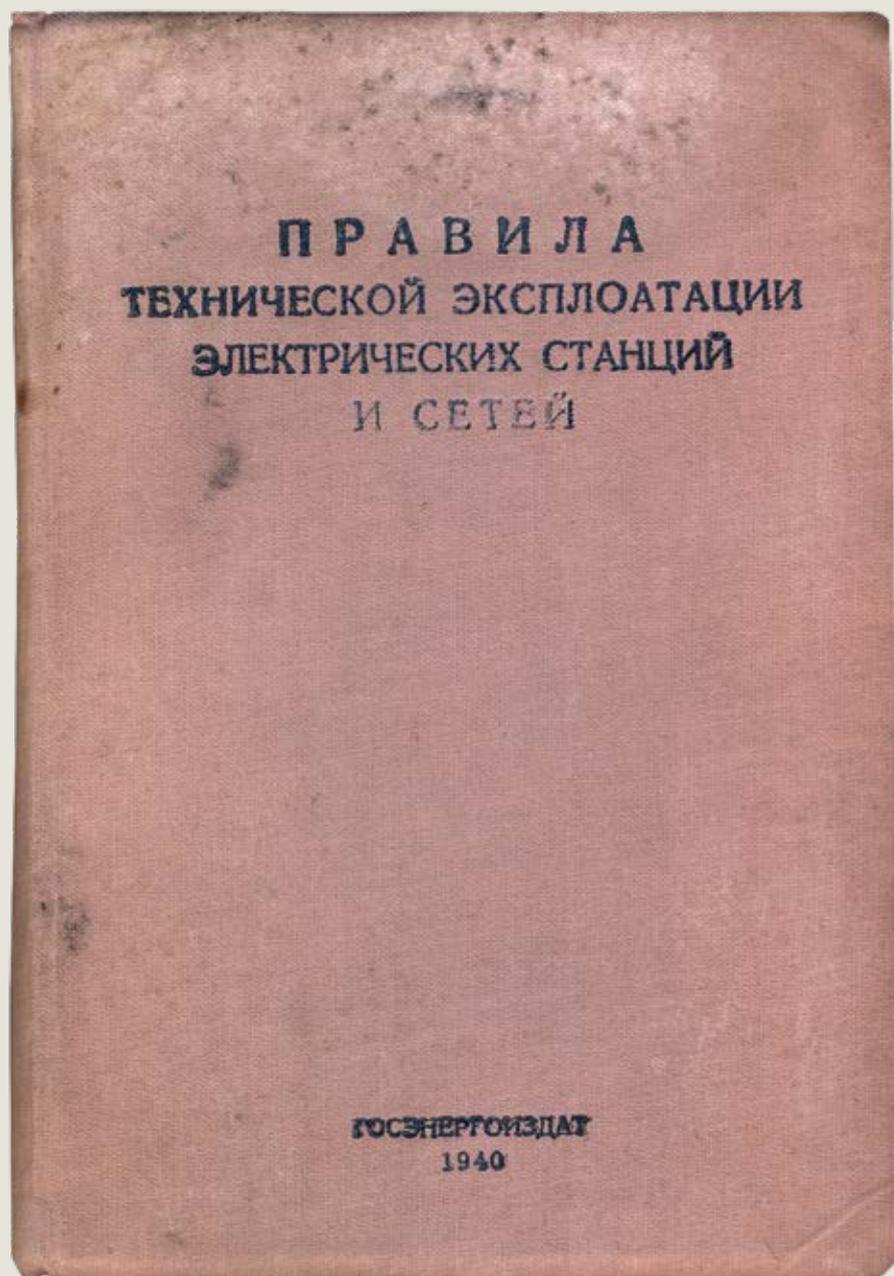
На создание аппаратов новых организаций и разделение имущества отводилось 10 дней. Персонал диспетчерской службы Уралэнерго тоже разделился – часть попала в Свердловэнерго, часть – в диспетчерскую службу ОДУ Урала. Несмотря на свое новое название – Объединенное диспетчерское управление, диспетчерский центр Объединенных энергосистем Урала по своей структуре и технической оснащенности мало чем отличался от существовавших до этого события Объединенных диспетчерских служб Юга и Верхне-Волжских энергосистем. Такая же группа диспетчеров, режимная группа и появившаяся группа релейщиков, всего около 30 человек во главе с главным диспетчером – вот и весь коллектив ОДУ того времени. Первым главным диспетчером ОДУ Урала был назначен Лев Борисович Тополянский, заместитель главного инженера Уральской энергосистемы, а Израиль Иосифович Угорец, заместитель наркома электростанций, был назначен уполномоченным Наркомата по Объединенной Уральской энергосистеме. Так в те времена называлась должность начальника ОДУ и ОДС, которую по совместительству исполняли управляющие, главные инженеры энергосистем и, как видим, даже заместители наркома, что подкрепляло

оперативные указания и команды диспетчера определенным административным ресурсом. Фактически всей организацией деятельности ОДУ и ОДС занимался главный диспетчер.



*Центральный диспетчерский пункт Свердловэнерго  
(стоит диспетчер С. И. Погоновский), 1942 год*

Лев Борисович Тополянский до своей эвакуации в сентябре 1941 года занимал должность главного инженера одной из крупнейших энергосистем страны «Днепроэнерго», имел опыт работы главным диспетчером этой энергосистемы – одним словом, вполне соответствовал требованиям новой должности. Однако после освобождения захваченных врагом территорий в сентябре 1943 года руководство Наркомата направляет его на организацию восстановительных работ энергетических объектов энергосистемы Приднепровья, главным инженером которой он и проработал вплоть до выхода



*Первое издание Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, 1940 год*

ГЛАВА СОРОК ЧЕТВЕРТАЯ

**ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЗА АВАРИИ В СИСТЕМАХ,  
НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И В СЕТЯХ**

§ 1278. За происшедшие аварии устанавливается персональная ответственность в административном и судебном порядке, а также материальная ответственность в виде лишения премиальной оплаты за качество работы для следующих категорий персонала:

а) для работников, непосредственно обслуживающих агрегаты: машинистов турбин, кочегаров, машинистов мельниц, дежурных у щита, мотористов, дежурных подстанций и др. — за каждую аварию или повреждение порученного им оборудования;

б) для начальников смен котельного и машинного цехов, дежурных электротехников, дежурных техников подстанций и сетевых районов и др. — за неправильные действия подчиненного им персонала в смене, приведшие к авариям или повреждениям основного оборудования, а также несоблюдение персоналом правил и инструкций по эксплуатации оборудования;

в) для диспетчеров энергосистем, дежурных инженеров электростанций, сетевых районов и кабельных сетей — за все аварии, происшедшие в их смене, а также за нарушение режима работы оборудования станций в целом и отдельных агрегатов, несоблюдение персоналом правил и инструкций по эксплуатации оборудования и допуска к работам в электрических распределительных устройствах;

г) для мастеров, ведущих ремонт оборудования, — за качество и своевременные сроки проведения ремонта, а также за аварии с оборудованием вследствие недоброкачественного ремонта;

д) для директоров, главных инженеров электростанций и сетевых районов, начальников цехов — за все аварии, происшедшие в цехе, на станции, в сети как по вине эксплуатационного, так и ремонтного персонала, а также за аварии, которые являются следствием несвоевременного проведения противоаварийных мероприятий и планово-предупредительного ремонта оборудования;

е) для управляющих и главных инженеров районных управлений (энергокомбинатов) — за все аварии в системе, перебои в электроснабжении потребителей, а также за состояние надежности защиты и устойчивости работы электрических систем.

219

*Первое издание Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. Глава 44 «Об ответственности за аварии в системах, на электростанциях и в сетях», 1940 год*

на пенсию. С сентября 1943-го главным диспетчером ОДУ Урала становится **Игорь Вадимович Сченснович**<sup>6</sup>, который работал в должности главного диспетчера ОДУ до 1972 года, а в совмещенной должности начальника ОДУ – главного диспетчера – до 1957 года.

## Обеспечить любой ценой

Самодельная мнемосхема, селекторная связь, вибрационный частотомер – вот и все оборудование первой диспетчерской службы ОДУ Урала. В условиях недостатка генерирующей мощности и сетевой инфраструктуры при растущем промышленном потреблении надежное электроснабжение уральского оборонно-промышленного комплекса было возможно только благодаря концентрации всех усилий и навыков работников оперативно-диспетчерского управления. Ежедневно диспетчеры решали задачу обеспечения стабильного функционирования энергосистем любой ценой.

В то время нередко частота опускалась значительно ниже 45 Гц. Низкие уровни частоты и напряжения в сети были чреваты нарушениями устойчивого функционирования энергосистем, выходом из строя оборудования. Только за 1942 год на электростанциях ОЭС Урала произошло 435 аварий с повреждением оборудования и недоотпуском электроэнергии. При этом разрешение на ограничение или отключение потребителей получить было практически невозможно – промышленность должна была непрерывно работать на нужды фронта. Многие процессы, которые сейчас автоматизированы, в том числе сложнейшие расчеты, выполнялись вручную. При этом ответственность диспетчеров

---

<sup>6</sup> *Игорь Вадимович Сченснович (1911–1986) – главный диспетчер ОДУ Урала в 1943–1972 гг. (стр. 403).*

была высока как никогда – за любую ошибку можно было поплатиться свободой и даже жизнью.

5 сентября 1942 года случилась очередная тяжелая авария, из-за которой было прекращено электроснабжение уральских заводов. В 9 ч. 13 мин. при переключениях на подстанции Дегтярка сломалась опорная колонка разъединителя 110 кВ, при коротком замыкании возникла «лавина напряжения», и после трех качаний, по минуте каждое, вся Уральская энергосистема разделилась на несколько узлов. Погасло 296 МВт потребителей – шахты, заводы, железная дорога. В исходном режиме частота была зафиксирована на уровне 49,6 Гц. Это был не первый и не последний развал Уральской энергосистемы в годы войны, но тогда, в 1942-м, органы усмотрели в нем заговор двух Левиных – Михаил Ильич был на смене диспетчером ОДУ, а его однофамилец Лев Михайлович – начальником релейной службы СУГРЭС.

Три месяца ночных допросов, обвинение во вредительстве – и суд. Адвокат М. И. Левина задал приглашенному эксперту – профессору из Москвы, который, кстати, в своем заключении подтвердил, что диспетчер в данной аварии не виноват – всего два вопроса: «Сколько вы потратили времени на выяснение обстоятельств аварии?» – «Два месяца». – «А сколько времени для того же самого было у диспетчера?» – «Одна – две минуты». На самом деле, как рассказывал М. И. Левин, у него и этих минут не было. Ему сообщили об отключении системы шин 110 кВ на Дегтярке уже после разделения энергосистемы. Телеинформации в то время не существовало, станции постоянно работали на максимуме возможностей, и единственным методом ликвидации аварий было отключение потребителей. Диспетчерских смен 1942 года, как говорил М. И. Левин, хватило ему, молодому диспетчеру, на всю жизнь. Левиных обвинили только в халатности и отпустили. После этого случая в диспетчеры М. И. Левин больше не вернулся.

Подлежит возврату в Секретариат  
ГКО (II часть)



Секретно

## ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ ОБОРОНЫ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ГКО № 2436с

от 23 октября 1942 г. Москва, Кремль.

### О восстановлении нормальной частоты в энергосистеме Урала

Государственный Комитет Оборонь устанавливает, что в результате попустительства со стороны Наркомэлектро-станций т.Жимерина, а также недисциплинированности директоров предприятий, грубо нарушающих установленные лимиты потребления электроэнергии, в системе Уралэнерго. создается угрожающее и аварийное положение, заключающееся в том, что частота вместо нормальных 50 периодов систематически снижается до 42-43 периодов.

Считая такое положение нетерпимым, могущим привести к разрушению турбин, генераторов, а также электросборудования предприятий и тем самым к длительному перебою в работе Уральской промышленности, Государственный Комитет Оборонь постановляет:

1. Утвердить на время с 23 октября по 31 октября 1942 года ежесуточный лимит отпуска электроэнергии потребителям 800,0 тыс.квт с распределением по наркоматам, согласно приложению.

2. Обязать Народного Комиссара Электростанций т.Жимерина при всех условиях обеспечить в системе Урал-энерго нормальную частоту 50 периодов.

Предупредить заместителя наркома электростанций т.Уго-рец, управляющего Свердловэнерго т.Маринова, Челябинэнерго т.Бойдарева и Молотовэнерго т.Солнцева, что за допущение

Сняты копии и выписки из настоящего постановления категорически воспрещается

*Постановление ГКО № 2436с «О восстановлении нормальной частоты в энергосистеме Урала», стр. 1, 1942 год*

- 2 -

работы системы с повышенной частотой они будут привлечены к уголовной ответственности, - как деорганизаторы работы электростанций.

3. Обязать народных комиссаров т.т.Тевосяна, Ломако, Зальцмана, Шахурина, Первухина, Вонникова, Устинова, Бахрушева, Хрулева, Паршина, Алопова, Ефремова, Соснина и других наркомов 23 октября установить лимиты по предприятиям, а также графики частичного или полного отключения отдельных агрегатов и цехов, соотносив лимиты наркому электростанций т.Лимерину и в Совнарком СССР т.Сабурову.

Предупредить директоров промышленных предприятий Урала, что они будут нести уголовную ответственность за превышение установленных лимитов.

4. Обязать директоров Магнитогорского комбината т.Носова, завода № 183 т.Мексарева, Уралмашзавода т.Музрукова, Новотажинского завода т.Резникова обеспечить установленную нагрузку своих электростанций, а также выдать в сеть установленного размера избытка электроэнергии против лимита, установленного для данного предприятия.

5. Разрешить Наркомэлектростанций иметь своих дежурных по всем заводам, имеющим заводские центральные подстанции, для контролирования за соблюдением установленных лимитов потребления электроэнергии данными предприятиями.

Предоставить право указанным дежурным Наркомэлектростанций отключать отдельные фидера, в случае если этот завод превышает лимиты, утвержденные наркомом соответствующей отрасли промышленности и не подчиняется распоряжению диспетчера энергосистемы. Список контролеров утвердить т.Лимерину.

*Постановление ГКО № 2436с «О восстановлении нормальной частоты в энергосистеме Урала», стр. 2, 1942 год*

Одним из результатов произошедшей аварии был вывод – так дальше работать нельзя. Через полтора месяца, 23 октября 1942 года, вышло постановление ГКО № 2436с, в котором был определен ежесуточный лимит отпуска электроэнергии потребителям, меры контроля и немедленной судебной ответственности нарушителей: *«Нарком т. Жимерин... при всех условиях должен обеспечить в системе Уралэнерго нормальную частоту 50 периодов, а зам. наркома т. Угорец, управляющие Свердловэнерго т. Маринов, Челябинэнерго т. Бондарев, Молотовэнерго т. Солнцев в случае допущения работы системы с пониженной частотой будут привлечены к уголовной ответственности как дезорганизаторы работы электростанций»*. Ситуация в энергосистеме начала налаживаться.

## **Задачи уральских энергетиков**

В условиях стремительного роста оборонно-промышленного потенциала Урала на энергетиков легла тяжелейшая задача по обеспечению как минимум таких же темпов увеличения генерирующих мощностей. Был утвержден список ударных строек: только в течение 1942 года были введены в работу Челябинская ТЭЦ-1, Пермская ТЭЦ-6, Кировская ТЭЦ-3 и целый ряд других энергообъектов. Быстрый рост мощностей и выработки электроэнергии требовал расширения электросетей. С этой целью были построены вторые цепи линии электропередачи 110 кВ, на Среднем и Южном Урале созданы три высоковольтных кольца, расширены подстанции энергосистемы. К концу 1945 года протяженность ЛЭП 35–110 кВ достигла 3 687 км.

Урал превращался в арсенал страны, обеспечивавший фронт оружием и боеприпасами. Вся ответственность за выполнение промышленными предприятиями установленных ГКО планов

выработки необходимой фронту продукции была возложена на наркоматы и партийные организации областей. Без самоотверженной работы энергетиков обеспечить выполнение этих планов было бы невозможно. Развивая энергосистему Урала, специалисты обеспечили превышение всех ожидаемых показателей: к началу 1945 года выработка электроэнергии уральскими станциями достигла 12,2 млрд кВт•ч (в 2,5 раза больше уровня последнего мирного 1940 года), или 28,3 % общего количества по стране (в 1940 году в Уральской энергосистеме вырабатывалось всего 7 % общего количества электроэнергии). За время войны она превратилась в наиболее мощную энергосистему Советского Союза.



*Схема опорной сети 110 кВ ОЭС Урала в 1942 году*

Острая необходимость повысить надежность работы Уральской ОЭС стала толчком для развития и активного внедрения средств режимной и противоаварийной автоматики, а также разработки методов ремонта линий электропередачи без отключения напряжения. Несмотря на тяжелейшие условия, уже к середине войны были введены в действие новейшие по тем временам автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) и устройства быстродействующего возбуждения, позволившие полностью исключить аварии типа «лавина напряжения». Важную роль сыграло внедрение автоматической частотной разгрузки (АЧР), обеспечившей предотвращение аварий типа «лавина частоты», и автоматических устройств, выделяющих часть генераторов электростанции на собственные нужды при аварийном снижении частоты.

Значительному повышению надежности электроснабжения способствовало широкое применение автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резервного оборудования (АВР). Совершенствовались выключатели и релейная защита.

В 1943 году в ОЭС Урала были установлены устройства противоаварийной делительной автоматики со счетчиком циклов качаний. Их применение позволило осуществлять разделение энергосистем при возникновении асинхронного хода по межсистемным связям. К концу войны был организован выпуск аппаратуры телеуправления, телесигнализации и аппаратуры телеизмерения частотной и частотно-импульсной систем.

Ускоренными темпами шло развитие энергетических систем и на территории Средней Азии, Казахстана и Сибири, но именно уральские энергосистемы из-за своих сложнейших режимов вынужденно стали полигоном для отработки решений по противоаварийной и режимной автоматике. Именно здесь в годы войны была заложена основа систем противоаварийного управления и автоматизированного диспетчерского управления, которые долгие годы выделяли Единую энергосистему СССР, а затем и России среди энергосистем других крупных государств мира.

## Восстановление энергетического хозяйства

«Наше дело правое! Победа будет за нами!» – с этим девизом миллионы советских солдат прошли от Сталинграда до Берлина. Энергетики шли следом за армией: наладить энергоснабжение отбитых у врага территорий было первоочередной задачей.

Работы по восстановлению разрушенного энергетического хозяйства начались в конце 1941 года и расширялись по мере освобождения оккупированных территорий. После разгрома немцев под Москвой все силы были брошены на восстановление разрушенной энергосистемы столицы и Подмосковья. Уже к концу 1942 года мощность электростанций Мосэнерго составила 84 % довоенного уровня. Быстрее других были введены в строй стратегически важные Каширская и Шатурская ГРЭС, которые заработали на полную мощность уже к середине 1943 года.

После снятия блокады и освобождения Ленинградской области началось восстановление энергетического хозяйства Ленэнерго. Все внимание энергетиков было направлено на скорейшее восстановление генерирующих и электросетевых объектов ленинградской энергетики. Электростанции были сильно повреждены, их восстановление шло с большими трудностями: не хватало оборудования, материалов, рабочей силы. Но несмотря ни на что Ленинградская энергосистема быстро восстанавливала свои былые показатели, и к 1950 году превысила довоенную мощность на 16 %.

В 1943 году фронт восстановительных работ был развернут и на юге Советского Союза. Уже в 1944-м введены первые турбогенераторы восстановленной после разрушения во время ожесточенных боев Сталинградской ГРЭС. Крупнейшие гидрогенерирующие источники Северного Кавказа – Баксанская и Гизельдонская ГЭС, взорванные фашистами при отступлении, – дали первый ток во второй половине



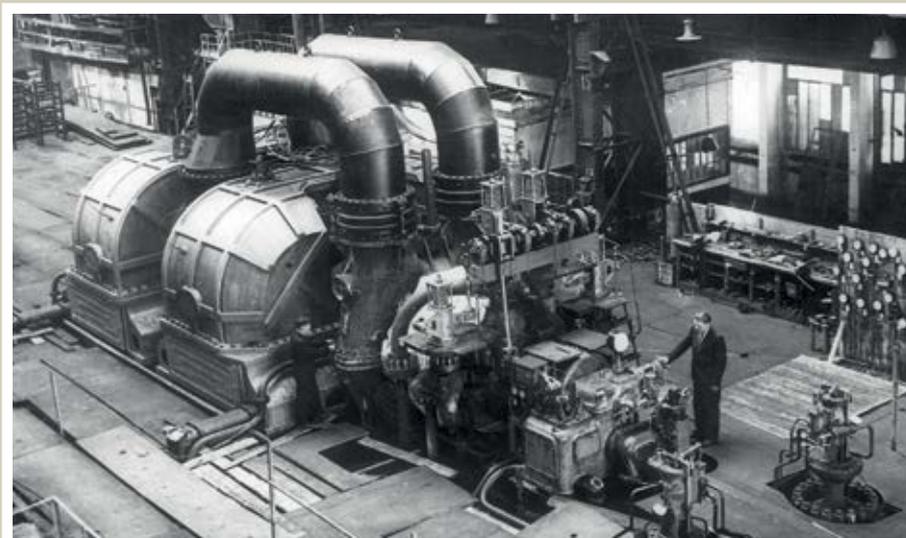
*Взорванный затвор плотины Нижне-Свирской ГЭС, 1944 год*



*Разрушенная Дубровская ГРЭС, 1943 год*



*21 марта 1941 года на Алексинской ТЭС был введен в работу первый турбоагрегат мощностью 25 МВт, и ТЭС дала первый ток, 1941 год*



*Первая паровая одновальная турбина ВК-100-2 для Сталиногорской ГРЭС, изготовленная на Ленинградском металлическом заводе, 1946 год*

1943 года. Одновременно шло восстановление ТЭС Грозного, Майкопа, Кисловодска, других городов Северного Кавказа. В 1943–1944 годах развернуты работы по восстановлению Ростовской, Донбасской, Харьковской, Киевской, Днепровской, Брянской, Воронежской и других энергосистем. За период 1943–1944 годов на электростанциях, располагавшихся на освобожденных территориях, введено в эксплуатацию более 1 млн кВт мощностей. Таким образом, еще до окончания войны страна восстановила 20 % потерянных объектов генерирования: к концу 1943 года общая установленная мощность электростанций страны составила 8,5 тыс. МВт.

Одними из наиболее важных энергообъектов восстановления были Дубровская ГРЭС и Нижне-Свирская ГЭС в Ленинградской энергосистеме, Сталиногорская ГРЭС и Алексинская ТЭЦ в Московской энергосистеме, Шахтинская и Несветай ГРЭС в Ростовской энергосистеме, Зуевская ГРЭС и Кураховская ГРЭС в Донбассе, ДнепрогЭС в Приднепровье.

Вместе с энергосистемами восстанавливалось и оперативно-диспетчерское управление. Приказом Наркомата № 96 от 5 мая 1944 года восстанавливается Объединенная диспетчерская служба Южных энергосистем, первоначально расположившаяся на территории Зуевской ГРЭС. Возглавил ОДС Юга Михаил Никитович Кошелев, во время эвакуации трудившийся на посту главного диспетчера Пермской энергосистемы, главным диспетчером стал Борис Львович Штукатер, которого после ряда аварий, происшедших в регионе, в 1948 году сменил Борис Яковлевич Шефтер. Надо сказать, что при восстановлении энергосистем дефицит всего – материалов, оборудования, аппаратуры, квалифицированных кадров – приводил к тому, что на некоторых линиях не было не только, например, выключателей, но и устройств релейной защиты, не говоря уже об измерительных приборах. Отсюда высокая аварийность с неизбежными «оргвыводами». После восстановления Днепрогэса и межсистемной линии 220 кВ

Днепр – Донбасс Объединенные энергосистемы Юга вновь обрели утраченный во время войны мощный энергетический потенциал.

*В 1946 году суммарная мощность электростанций составила 12,4 тыс. МВт, превысив довоенный уровень, а выработка электроэнергии – 44 571 млн кВт•ч.*

### Создание ОДУ Центра

В 1945 году вводится в работу ОРУ 110 кВ Рыбинской ГЭС, позволяющее соединить электрические сети Московской и Ярославской энергосистем, а также идет строительство межсистемной линии 110 кВ Муром – Гусь-Хрустальный, соединяющей в свою очередь Московскую и Нижегородскую энергосистемы. Формируется объединение энергосистем, охватывающее Московскую, Тульскую, Рязанскую, Ивановскую, Костромскую, Владимирскую, Горьковскую и Ярославскую области. Постановлением ГКО № 9795 от 5 августа 1945 года принимается решение об организации Объединенного диспетчерского управления энергосистем Центра, а Наркомат электростанций своим приказом № 23 от 24 января 1946 года предписывает:

*«1. Организовать в г. Москве Объединенное Диспетчерское Управление (ОДУ) Центральной энергосистемы, подчинив его Главцентрэнерго.*

*2. Утвердить прилагаемое Положение об Объединенном Диспетчерском Управлении Центральной энергосистемы.*

*3. После организации ОДУ Главцентрэнерго прекратить деятельность существующей ОДС Верхне-Волжских энергосистем в г. Балахна».*

Подлежит возврату в Секретариат  
ГКО (3 часть)



Секретно

## ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ ОБОРОНЫ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ГКО № 9795с  
от 5 августа 1945 г. Москва, Кремль

О плане выработки электроэнергии, производства промышленной продукции, ввода в действие новых энергетических мощностей и обеспечения бесперебойной работы электростанций НКЭС в III квартале 1945 г.

В целях обеспечения промышленности электрической и тепловой энергией в III квартале 1945 г., Государственный Комитет Оборон постановляет:

1. Утвердить на III квартал 1945 г. план выработки электроэнергии на электростанциях Наркомата электростанций в размере 8001 млн.квтч, в том числе на гидроэлектростанциях 1006 млн.квтч, и план отпуска тепловой энергии в размере 3100 тыс.мгк.
2. Утвердить на III квартал 1945 г. план выработки электрической энергии по отдельным энергосистемам Наркомата электростанций (без блокстанций), согласно приложению № 1.
3. Установить на III квартал 1945 г. себестоимость электроэнергии и тепловой энергии, вырабатываемых на электростанциях Наркомата электростанций, в размере 9,57 коп. за киловатт-час и 26,80 руб. за мегакалорию.
4. Утвердить план ввода новых мощностей в III квартале 1945 г. на электростанциях Наркомата электростанций турбин 20 общей мощностью 324,8 тыс.квт и котлов 34 общей паропроизводительностью 2608 тонн/час, согласно приложению № 2.

Снятие копии и выписка из настоящего постановления категорически воспрещается.

*Постановление ГКО № 9795с «О плане выработки электроэнергии, производства промышленной продукции, ввода в действие новых энергетических мощностей и обеспечения бесперебойной работы электростанций НКЭС в III квартале 1945 г.», стр. 1, 1945 год*

- 21 -

в 1,0 млн.рублей, за счет перераспределения лимитов на капитальное вложение в 1945 году Наркомата электростанций;

д) использовать детали турбины типа ТИ-155 мощностью 24 тыс.квт Криворожской ГРЭС для укомплектования турбины № 3 того же типа Днепродзержинской ГРЭС;

е) организовать в 1945 году при Главцентроэнерго в г.Москве об"единенное диспетчерское управление (ОДУ) Центральной энергосистемы на правах производственной службы с содержанием аппарата за счет отч.слесий обслуживаемых районных управлений.

Государственной Штатной Комиссии при СНК СССР установить совместно с Наркоматом электростанций штаты диспетчерского управления;

к) организовать отделения производственного треста "Союзэнергоремонт" в г.г.Ленинграде, Новосибирске, Днепропетровске и Львове для проведения специализированных ремонтов энергетического оборудования электростанций;

л) приравнять начальников лабораторий Московского Энергетического института в части продовольственного снабжения к доцентам;

и) израсходовать в III квартале 1945 года угля - 5 тыс.тонн и казута - 50 тонн для передачи предприятиям других наркоматов на изготовление местных стройматериалов и изделий.

47. Обязать Наркомторг СССР (т.Лубимова) снабжать продовольственными товарами по нормам особого списка рабочих, инженерно-технических работников отделений, филиалов, изыскательских партий и экспедиций трестов "Теплопроект" и "Гидроэнергопроект" Наркомата электростанций.

*Постановление ГКО № 9795с «О плане выработки электроэнергии, производства промышленной продукции, ввода в действие новых энергетических мощностей и обеспечения бесперебойной работы электростанций НКЭС в III квартале 1945 г.», стр. 21, 1945 год*

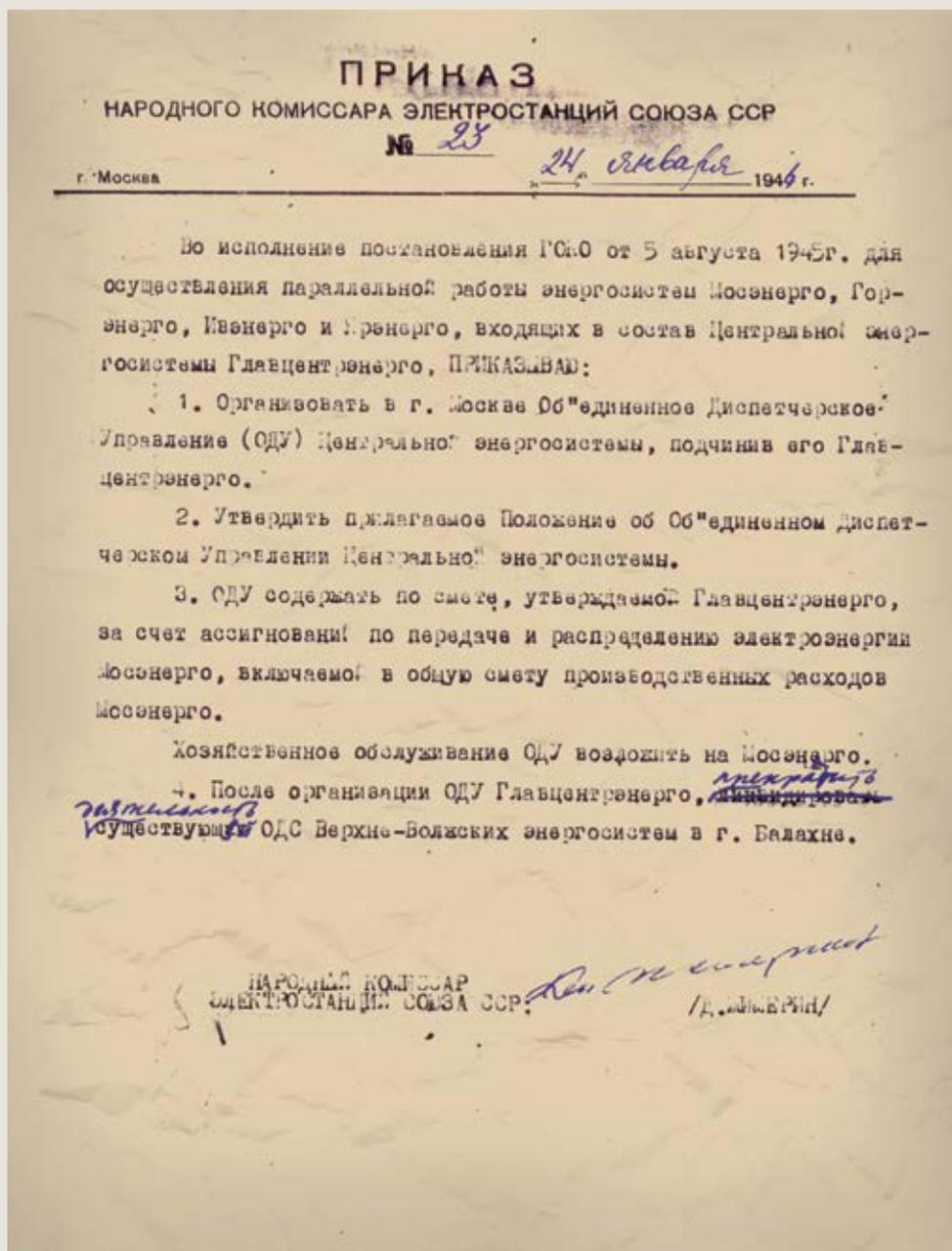
Название нового диспетчерского центра – Объединенное диспетчерское управление Центральных энергосистем, ОДУ Центра – принимается аналогично названию диспетчерского центра Уральских энергосистем.

Первым начальником – главным диспетчером ОДУ Центра был назначен Алексей Константинович Дарманчев, занимавший до этого должность главного диспетчера Ленинградской энергосистемы. А первыми сотрудниками ОДУ были зачисленные в штат в марте 1946 года **В. М. Горнштейн**<sup>7</sup>, А. Б. Барзам, М. Н. Власов. Это были знающие и опытные специалисты. Валентин Моисеевич Горнштейн в 1930-х годах возглавлял диспетчерскую службу Уральской энергосистемы, потом перешел в ОРГРЭС, а последние годы работал в производственно-техническом отделе Главцентрэнерго. Анатолий Бенционович Барзам, также выходец из Уральской энергосистемы, еще до войны внес большой вклад в дело совершенствования устройств релейной защиты. Михаил Никитович Власов перешел в ОДУ из Мосэнерго, которое впоследствии и будет кузницей кадров для ОДУ Центра.

Для вновь образованного ОДУ Министерство электростанций СССР (так стал называться Наркомат после 1946 года) выделило помещения в здании министерства по Китайгородскому (в те времена – Китайскому) проезду, 7, на первом этаже. Там же был смонтирован и диспетчерский щит. Он был небольшим, да и с телеизмерениями основных параметров энергосистем было не очень хорошо. Большинство данных, включая перетоки между энергосистемами, ОДУ получало по телефону, что было сопряжено как с возможными ошибками, так и с невозможностью правильно оценить режим энергосистем в аварийных ситуациях.

---

<sup>7</sup> *Валентин Моисеевич Горнштейн (1910–1979) – доктор технических наук, начальник – главный диспетчер ОДУ Центра в 1947–1953 гг. (стр. 371).*



Приказ об организации ОДУ Центра, 1946 год



*Начальник службы телемеханики ОДУ Центра Б. И. Скляревский  
и техник этой службы М. С. Володина на монтаже  
первого щита ОДУ Центра, 1948 год*

К сожалению, не сохранилось полное изображение первого щита ОДУ, кроме небольшой фотографии, на которой виден край щита и сотрудники, монтирующие приборы телемеханики: начальник службы телемеханики ОДУ Б. И. Скляревский и тогда еще техник этой службы М. С. Володина, впоследствии – старший диспетчер ОДУ ЕЭС и ЦДУ ЕЭС, проработавшая в ЦДУ до 1996 года.

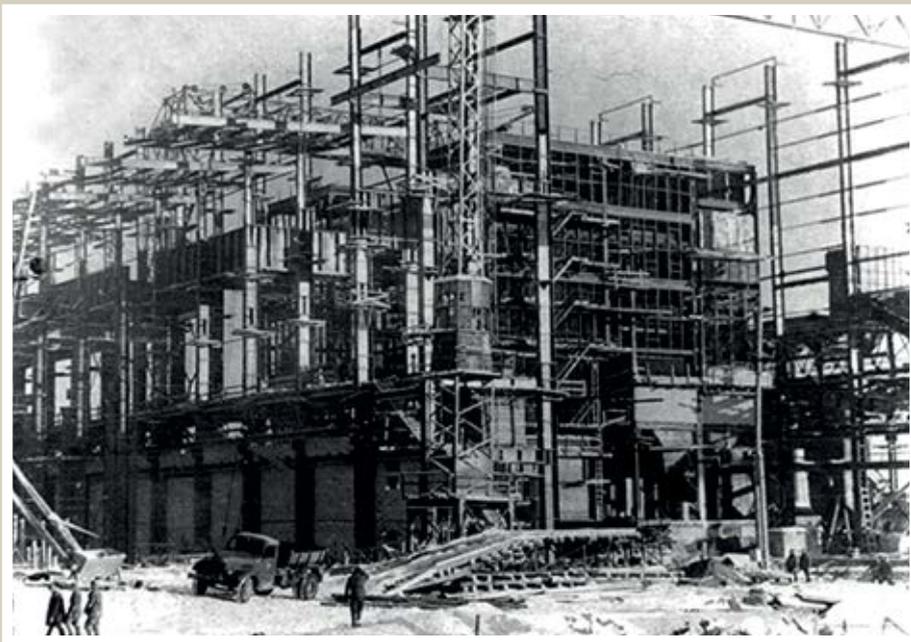
Полноценно ОДУ Центра смогло выполнять свои основные функции только с 25 марта 1947 года, после набора необходимого штата специалистов и окончания монтажа диспетчерского щита с минимальным набором устройств связи и телемеханики. С этого же дня ОДС Верхне-Волжских энергосистем прекратила выполнять свои функции, передав их ОДУ Центра.

В конце 1947 года окончательно сформировался коллектив ОДУ Центра, его штатное расписание насчитывало 29 человек. Возглавил ОДУ В. М. Горнштейн, занявший должность начальника – главного диспетчера ОДУ. У него были два заместителя, один из которых возглавлял диспетчерскую службу, а другой был начальником службы режимов, состоящей из трех групп – электрических, теплотехнических и гидротехнических режимов. Также существовали службы РЗА, связи и телемеханики. Конечно, они были малочисленны, состояли зачастую из двух-трех человек, включая начальника, но такая структура ОДУ более соответствовала своим задачам, чем это было представлено в ОДС.

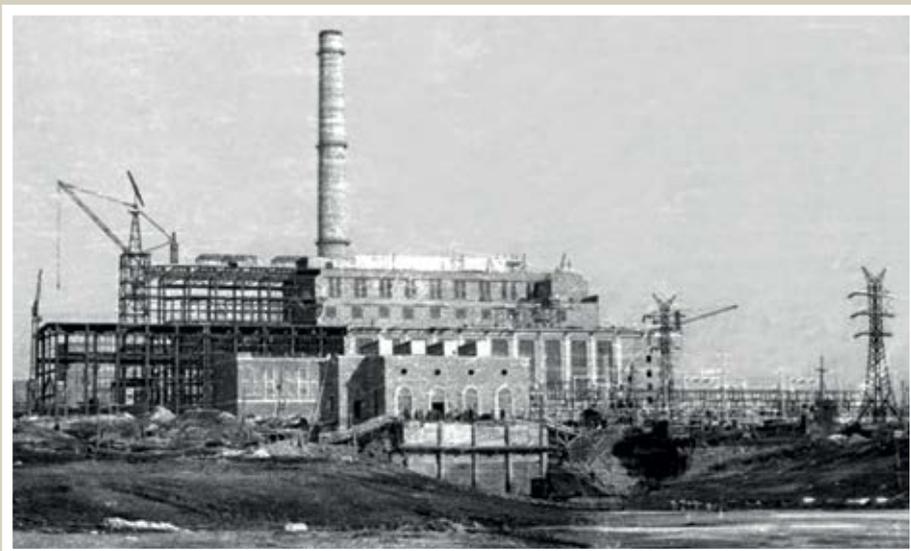
Таким образом, в 1946 году в стране действовали три диспетчерских центра объединенных энергосистем – Центра, Урала и Юга, электростанции которых вырабатывали около половины всей электроэнергии, производимой в стране.

Растущая промышленность требовала все больше и больше электроэнергии. Начинается строительство новых электростанций, которые в ближайшие годы будут определять лицо энергосистем, станут их основными энергообъектами. Это Нижнетури́нская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС и Камская ГЭС на Урале, Щекинская ГРЭС и Горьковская ГЭС в Центре, Цимлянская ГЭС в Ростове, Южно-Кузбасская ГРЭС и Иркутская ГЭС в Сибири и др. В среднем за год на электростанциях вводилось 1 700 МВт генерирующих мощностей.

При строительстве и восстановлении устанавливалось оборудование, которое по своим технико-экономическим показателям превосходило работавшее в энергосистемах до войны. Так, на тепловых электростанциях стало широко внедряться оборудование высокого давления на 90 атмосфер, в электрических сетях появились воздушные выключатели, линии электропередачи оснащались селективными и быстродействующими высокочастотными защитами, широкое применение нашли трехфазное и пофазное АПВ, устройства



*Строительство Нижнетуринской ГРЭС, 1947 год*

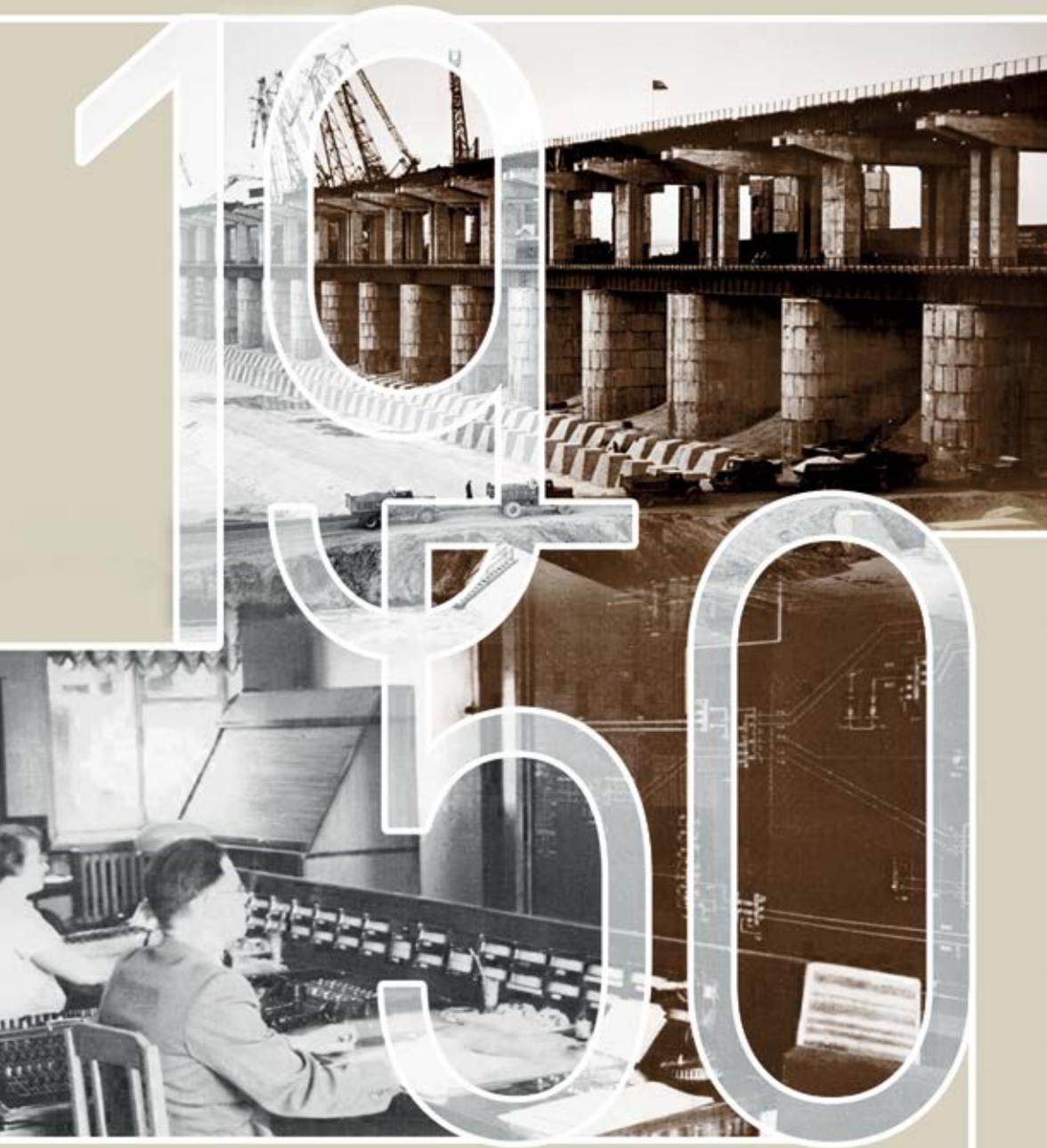


*Строительство Южноуральской ГРЭС, 1949 год*

автоматики разгрузки при снижении частоты АЧР и устройства деления электрической сети при возникновении качаний или асинхронного хода.

После войны отечественная промышленность начала осваивать выпуск, хотя и в ограниченном объеме, вполне современных устройств релейной защиты, средств связи и телемеханики. Диспетчерские центры энергосистем и объединений получили возможность увеличить объемы получаемой информации об основных параметрах режимов энергосистем. Для расчетов электрических и тепловых режимов стали чаще применяться расчетные столы постоянного и переменного тока.

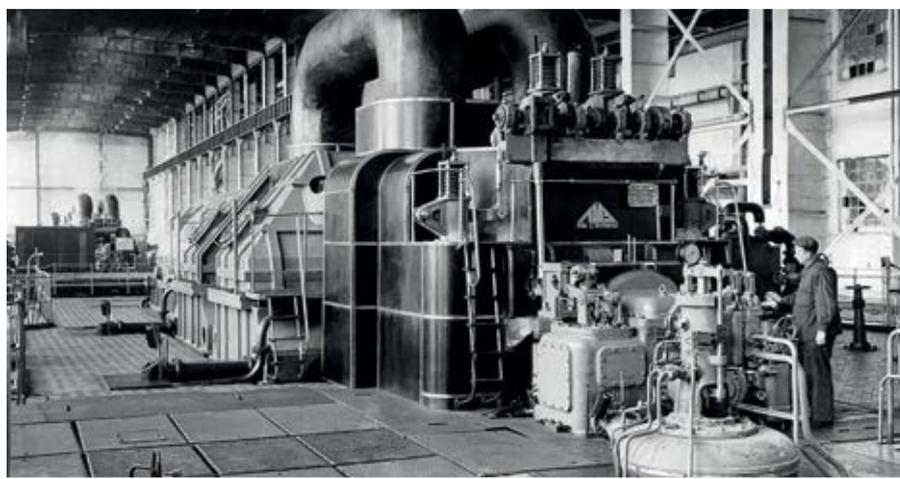
*Довоенный уровень производства электроэнергии был достигнут уже в 1945 году, а в 1950-м годовая выработка электроэнергии всеми электростанциями составила **84,9 млрд кВт•ч**, то есть за пять лет она практически удвоилась. Установленная мощность электростанций страны к этому году составила **19,6 тыс. МВт**.*



1950-е годы

## Авария с положительным эффектом

К началу 1950-х, несмотря на впечатляющие достижения советских энергетиков в развитии отрасли, существовал целый ряд проблем, которые еще предстояло решить. Пожалуй, самой главной из них был сохраняющийся разрыв между растущими потребностями промышленности и населения и возможностями электростанций в их удовлетворении. Основным набором средств производства являлись турбогенераторы тепловых электростанций мощностью 25–50 МВт. Новые же 100-мегаваттные турбогенераторы, выпуск которых после войны освоила наша промышленность, можно было устанавливать только в энергосистемах, чья мощность позволяла сравнительно спокойно переносить аварийное отключение этих агрегатов. Но таких было немного – этим требованиям удовлетворяли только энергосистемы, входящие в состав энергообъединений Центра, Урала и Юга.



*Турбогенератор 100 МВт Южноуральской ГРЭС, 1950-е годы*

Практически все энергосистемы испытывали дефицит генерирующей мощности или топливных ресурсов, а чаще всего и того и другого сразу. Из-за отсутствия в распоряжении диспетчеров необходимых резервов для исправления ситуации в случаях потери генерации или непредвиденного увеличения потребления часто приходилось прибегать к ограничениям или отключениям потребителей.

Значимым стимулом к принятию кардинальных решений в электроэнергетической отрасли на уровне правительства стала авария, произошедшая в Москве 18 декабря 1948 года, в результате которой на несколько часов столица погрузилась в полную темноту. Анализ причин ее возникновения и развития наглядно выявил как недостаточный объем генерирующих мощностей в энергосистеме, не позволяющий в подобных случаях обеспечить надежное энергоснабжение потребителей, так и ряд проблем системного характера: несовершенство подходов к выполнению автоматики разгрузки при снижении частоты, техническое несовершенство релейной защиты и автоматики (РЗА), неудовлетворительное техническое оснащение диспетчерских центров в части телеизмерений, телесигнализации и телеуправления, а также отсутствие на энергообъектах регистрирующих приборов в необходимом объеме.

Но для развития отрасли эффект от московской аварии был положительным: правительство выделило дополнительные ресурсы на совершенствование РЗА, телемеханики и связи, кроме того, вскоре были приняты решения, призванные коренным образом улучшить баланс энергосистем Центра.

Летом 1950 года вышло постановление Совета министров СССР «О строительстве Куйбышевской гидроэлектростанции на р. Волге» в соответствии с которым к 1955 году планировалось построить ГЭС «мощностью около 2 млн кВт и годовой выработкой около 10 млрд кВт•ч», из которых 6 млрд 100 млн кВт•ч должны будут передаваться в Москву. В соответствии с проектом передача электроэнергии

в Москву должна была осуществляться по двухцепной линии электропередачи напряжением 400 кВ длиной около 1000 км с тремя промежуточными подстанциями, или, точнее, переприемными пунктами, на одном из которых устанавливалось устройство продольной компенсации.



*Перекрытие р. Волги при строительстве Куйбышевской ГЭС, 1955 год*

В том же году вышло постановление Совета министров СССР «О строительстве Сталинградской гидроэлектростанции на р. Волге», мощностью не менее 1 млн 700 тыс. кВт, с выработкой 10 млрд кВт•ч в год, из которых 4 млрд кВт•ч планировалось направить в Москву.

Реализация этих постановлений должна была вывести отечественную энергетику на значительно более высокий качественный уровень.

### **Растущая мощность**

Кроме строительства двух мощных ГЭС на Волге, широкое освоение водных ресурсов велось на Каме и крупных сибирских реках: в 1954 году был произведен пуск первого гидроагрегата Камской ГЭС

и началось строительство Братской ГЭС, а в 1955-м – Красноярской ГЭС. Но действительно судьбоносным для электроэнергетики событием первой половины 1950-х годов стал «мирный атом» – ввод в эксплуатацию 27 июня 1954 года первой в мире промышленной атомной электростанции мощностью 5 МВт в г. Обнинске. Пуск первой советской АЭС ознаменовал открытие нового направления в энергетике – к концу XX века в мире насчитывалось уже более 400 атомных электростанций.



*Обнинская АЭС, 1954 год*

Но все же основу электроэнергетики СССР в этот период составляли тепловые электростанции. К 1950 году наибольшая мощность ТЭС достигала 400 МВт, а применение турбоагрегатов мощностью 100 МВт

стало типовым решением при строительстве ТЭС. Наряду с этим осваивались новые генерирующие источники – газотурбинные и парогазовые установки.

Значительное развитие получили объединенные энергосистемы Центра, Урала и Юга, электростанции которых вырабатывали около половины всей электроэнергии, производимой в стране. В ОЭС Центра параллельно работали Московская и три Верхне-Волжские энергосистемы; ОЭС Урала работала в прежнем составе (Свердловская, Пермская и Челябинская энергосистемы); в ОЭС Юга входили Донбасская, Днепроовская, Ростовская и Волгоградская энергосистемы (Волгоградская энергосистема вошла в состав ОЭС Юга после завершения строительства Цимлянской ГЭС и линии 220 кВ Цимлянская ГЭС – Сталинград).



*Турбинный зал Цимлянской ГЭС, 1953 год*

Существенное значение для объединения территориальных энергосистем в ОЭС имело в эти годы строительство линий 220 и 110 кВ

для электроснабжения железных дорог. «Тяговые» транзиты, включающие в себя ЛЭП и подстанции 110–220 кВ, не только обеспечивали электричеством близлежащие города, села и предприятия, но и объединяли соседние энергосистемы на параллельную работу. Впоследствии электрификация железных дорог сыграла большую роль в формировании Единой энергосистемы Советского Союза.

Формированию и развитию ОЭС способствовало и то, что руководящий персонал энергосистем проявлял большую заинтересованность в быстрейшем их включении в состав ОЭС, так как при параллельной работе улучшалось качество электроэнергии по частоте, задача поддержания заданных перетоков мощности становилась более простой, благодаря взаимопомощи энергосистем в нормальных режимах облегчалось проведение ремонтов оборудования, а взаимопомощь при авариях обеспечивала значительное повышение надежности электроснабжения.

*К 1955 году суммарная мощность электростанций превысила 37,2 млн кВт, а выработка электроэнергии составила 170,2 млрд кВт•ч/год. Общая протяженность линий электропередачи напряжением 110–154 кВ достигла 29,4 тыс. км, 220 кВ – 5,7 тыс. км.*

## Создание ЕЭС

В начале 1950-х годов существующие объединенные энергосистемы работали изолированно. Вопрос о целесообразных размерах и темпах объединения энергосистем и методах его осуществления требовал тщательных технико-экономических разработок, которые были

начаты проектными институтами Минэнерго с 1953 года. По итогам проведенных исследований руководство страны поставило перед энергетиками стратегическую задачу соединения на параллельную работу Центральной, Уральской и Южной объединенных энергосистем и создания тем самым Единой энергетической системы европейской части Советского Союза. Одновременно с этим велось формирование ОЭС Закавказья, Северного Кавказа, Сибири, Северо-Запада, Средней Азии с образованием в них оперативно-диспетчерских управлений.



*ЛЭП 220 кВ Куйбышев – Москва, 1950-е годы*

Формирование ЕЭС должно было начаться с ввода линии электропередачи 400 кВ Куйбышев – Москва, которая соединила бы ОЭС Центра и будущую ОЭС Средней Волги, в тот момент находившуюся в стадии создания. В преддверии этого события Главцентрэнерго провело кадровое и техническое усиление ОДУ Центра, поскольку действовавшее ОДУ имело ограниченные функции.

Существовавшие в начале 1950-х годов три диспетчерских центра объединенных энергосистем являлись структурными единицами соответствующих главных управлений по эксплуатации электрических станций и сетей Центра, Урала и Юга. При этом, в отличие от остальных энергообъединений, в ОЭС Центра крупнейшая в стране столичная энергосистема подчинялась не Главцентрэнерго, а непосредственно заместителю министра электростанций.

Такая разноподчиненность предоставила Московской энергосистеме возможность, в определенных случаях, безнаказанно уклоняться от выполнения диспетчерских команд ОДУ Центра, которые, по мнению диспетчеров Мосэнерго, ухудшали экономику энергосистемы и ее надежность. Именно это имел ввиду **Соломон Абрамович Совалов**<sup>8</sup>, когда, вспоминая данный этап развития энергосистем, писал: *«Действовавшее ОДУ (Центра. – прим. ред.) имело ограниченные функции и фактически не осуществляло оперативного управления основной энергосистемой страны – Московской»* (цитата из книги воспоминаний ветеранов оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России «Люди и годы большой энергетики». – М.: Локус Станди, 2006).

Все попытки главного диспетчера ОДУ Центра В. М. Горнштейна задавать диспетчерские графики нагрузки всем электростанциям ОЭС

---

<sup>8</sup> **Соломон Абрамович Совалов (1907–1955)** – заместитель главного инженера Центрального диспетчерского управления ЕЭС СССР по системам управления в 1971–1985 гг. (стр. 400).

Центра, в том числе и электростанциям Мосэнерго, были безуспешны относительно московских электростанций. А ведь В. М. Горнштейн в те времена был ведущим специалистом страны, на практике освоившим научные методы экономического распределения нагрузки между оборудованием электростанций.

Коренное изменение сложившегося положения оперативно-диспетчерского управления энергосистемами Центра произошло в результате очередных реформ государственного и хозяйственного управления, начавшихся в марте 1953 года, после смерти И. В. Сталина.

Начальником Главцентрэнерго, теперь уже Министерства электропромышленности и электростанций, становится Дмитрий Григорьевич Чижов, много лет до этого проработавший в должности главного инженера Мосэнерго. И одним из первых его шагов стала коренная реорганизация ОДУ Центра. Начальником – главным диспетчером ОДУ Центра назначается главный диспетчер Мосэнерго **Корюн Татевосович Нахапетян**<sup>9</sup>, вместе с Д. Г. Чижовым вынесший все тяготы войны и послевоенного восстановления отрасли.

Вместе с ним пришел ряд специалистов из Управления электрических станций и сетей Мосэнерго. В этом же году диспетчерский пункт ОДУ Центра, до этого ютившийся в мало приспособленном для целей оперативно-диспетчерского управления помещении здания Министерства электростанций в Китайском проезде, переехал в помещение старого диспетчерского пункта Мосэнерго, значительно лучше оснащенного средствами телемеханики и связи.

На должность начальника диспетчерской службы – заместителя главного диспетчера был приглашен начальник электроцеха

---

<sup>9</sup> *Корюн Татевосович Нахапетян (1907–1969) – начальник ОДУ ЕЭС европейской части СССР, главный диспетчер ОДУ ЕЭС европейской части СССР (стр. 390).*

крупнейшей в энергосистеме Мосэнерго Сталиногорской ГРЭС **Василий Тихонович Калита**<sup>10</sup>. Службу режимов ОДУ возглавил Соломон Абрамович Совалов, бывший заместитель начальника службы режимов Мосэнерго. Начальником службы релейной защиты и автоматики стал крупный специалист в этой области Николай Васильевич Чернобровов, ранее руководивший подобной службой в Мосэнерго.

Из воспоминаний С. А. Совалова:

*«Важнейшей первоочередной задачей для ОДУ стала реализация функций оперативно-диспетчерского руководства Московской энергосистемой. Это оказалось непростым делом, поскольку не все специалисты Мосэнерго поняли необходимость оперативного подчинения диспетчерской части Мосэнерго ОДУ Центра как более высокой ступени оперативного управления. Это серьезно затрудняло становление нового ОДУ. Однако руководство Мосэнерго не поддержало протестующих, позиция руководства Главцентрэнерго была четкой, бескомпромиссной, и должный порядок был установлен. Помогло и то, что практически все ведущие сотрудники ОДУ вышли из коллектива Мосэнерго и не потеряли с ним связи. Несомненно, особенно большую роль сыграли волевые качества К. Т. Нахапетяна.*

*Что же касается Верхне-Волжских энергосистем, то здесь трудностей не было. Главные диспетчеры Горьковской, Ивановской и Ярославской энергосистем А. В. Груздев, М. А. Агеев и К. В. Преображенский активно участвовали в проведении всех мероприятий по совершенствованию оперативного управления энергообъединением» (цитата из книги «Люди и годы большой энергетики»).*

Реорганизованное ОДУ Центра приступило к подготовке к вводу в эксплуатацию первой цепи ЛЭП Куйбышев – Москва. Линия 400 кВ

<sup>10</sup> **Василий Тихонович Калита (1911–1994)** – первый главный диспетчер Единой энергетической системы Советского Союза (стр. 379).

протяженностью почти 1 000 км была уникальной не только для нашей страны – у нее не было аналогов и в зарубежных энергосистемах. Все приходилось делать впервые. Для улучшения использования пропускной способности и повышения надежности работы ЛЭП 400 кВ разрабатывались усовершенствованные устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики. Диспетчерская служба знакомилась с новым оборудованием непосредственно на строящихся энергообъектах и активно готовила инструкции по оперативному управлению электропередачей. Служба релейной защиты во взаимодействии с разработчиками новых устройств РЗА выпускала инструкции по эксплуатационному обслуживанию этих устройств. Служба режимов была ответственной за инструкции по режимам работы электропередачи и инструкции по предотвращению и ликвидации аварийных нарушений. Связисты устанавливали прямые каналы диспетчерской связи со всеми энергообъектами электропередачи Куйбышев – Москва.

Днем рождения Единой энергосистемы страны считается 30 апреля 1956 года, когда была включена под нагрузку первая (южная) цепь 400 кВ электропередачи Куйбышев – Москва. По пусковой схеме два генератора Куйбышевской ГЭС через повышающие трансформаторы были подключены к электропередаче 400 кВ и к сети 110 кВ Куйбышевской энергосистемы, т. е. включались на параллельную работу Московская энергосистема, входящая в ОЭС Центра, и Куйбышевская энергосистема, ставшая основой ОЭС Средней Волги.

Из воспоминаний С. А. Савалова:

*«На диспетчерском пульте ОДУ Центра 30 апреля 1956 года собрались все ведущие сотрудники ОДУ. Цепь 400 кВ была впервые включена под нагрузку, и это был незабываемый момент торжества – итог деятельности всех многочисленных участников освоения напряжения 400 кВ и вместе с тем переход к новому этапу развития отечественной энергетики»* (цитата из книги «Люди и годы большой энергетики»).



*Старший диспетчер В. Н. Успенский ведет операции по включению электропередачи 400 кВ Куйбышев – Москва.*

*Присутствуют: главный диспетчер В. Т. Калита, начальник СРЗА Н. В. Чернобровов, начальник ОДУ К. Т. Нахапетян, заместитель начальника службы режимов Ю. Н. Баскаков, начальник службы режимов С. А. Совалов, 1956 год*

В ноябре 1956 года была включена в работу вторая цепь линии электропередачи 400 кВ, и ЛЭП Куйбышев – Москва стала мощной межсистемной связью ОЭС Центра и Верхне-Волжских энергосистем.

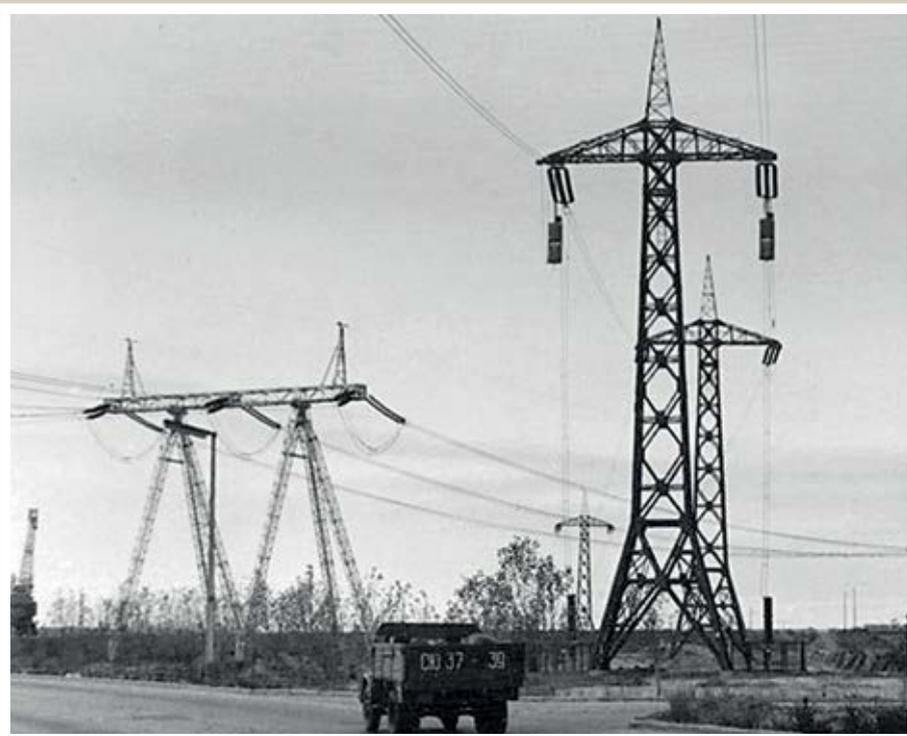
## Впервые в мире

Во второй половине 1950-х годов продолжают развиваться энергосистемы и сетевое строительство. Ежегодный ввод мощностей на электростанциях достиг 6–7 млн кВт, правда, основной ввод мощностей на тепловых электростанциях продолжал осуществляться конденсационными агрегатами мощностью 50 и 100 МВт и теплофикационными агрегатами мощностью 25 МВт, т. е. на уровне, достигнутом еще в конце 1930-х годов. До конца десятилетия на ТЭС были введены в эксплуатацию лишь четыре современных энергоблока по 150 МВт.

К 1960 году протяженность линий 220 кВ увеличилась, по сравнению с 1950-м, с 2,5 до 15,6 тыс. км, а протяженность линий 400 кВ составила 4,4 тыс. км. В этот же период началась работа по переводу ЛЭП 400 кВ на более перспективное напряжение 500 кВ, позволявшее увеличить пропускную способность линий. Электропередачу 400 кВ можно было ставить под напряжение 500 кВ практически без переделок – требовалось только изменить часть оборудования подстанций: выключатели, трансформаторы напряжения, конденсаторы связи, разрядники, шунтирующие реакторы и некоторые силовые трансформаторы. Переход с 400 на 500 кВ тяжелым бременем лег на плечи диспетчеров – сложно удерживать баланс, когда система находится в состоянии постоянного изменения. При вводе в эксплуатацию новых линий (участков дальних ЛЭП) и оборудования ПС 400–500 кВ и последовательном переходе на напряжение 500 кВ неизбежно возникали временные схемы, значительно более тяжелые по условиям оперативного управления и ведения режимов, чем проектные. В 1957 году на напряжение 500 кВ была перепроектирована строящаяся дальняя электропередача Сталинград – Москва (линию ввели в работу в декабре 1959 года), намечены мероприятия

по переводу на 500 кВ находящейся в эксплуатации линии электропередачи 400 кВ Куйбышев – Москва.

В течение 1958–1959 годов была введена в работу линия электропередачи 400 кВ Куйбышевская ГЭС – Бугульма – Златоуст – Свердловск (в 1964-м переведена на напряжение 500 кВ без изменения габаритов опор), соединившая Куйбышевскую ГЭС с энергосистемами ОЭС Урала. В результате большой подготовительной работы, проведенной коллективами ОДУ ЕЭС и ОДУ Урала, в конце октября 1959 года был осуществлен переход на параллельную работу ОЭС Центра, ОЭС Урала и формирующейся ОЭС Средней Волги.



*ЛЭП постоянного тока 800 кВ Волгоград – Москва (справа),  
конец 1950-х годов*

С периодом создания Волжских ГЭС и строительства линий электропередачи сверхвысокого напряжения связаны вызывающие законную гордость энергетиков выражения: «первые в мире», «крупнейшая в мире». И действительно, в 1950-х годах Куйбышевская ГЭС стала самой мощной ГЭС в мире (потом это звание перешло к Сталинградской ГЭС). Линия электропередачи 400 кВ была самой протяженной в мире. На Сталинградской ГЭС впервые в мире был применен класс напряжения 500 кВ. Впервые в мире вступила в работу электропередача постоянного тока напряжением 800 кВ Сталинградская ГЭС – Донбасс. В дальнейшем эти почетные прилагательные применялись к новым гигантам энергетики и линиям электропередачи. Создание таких крупных объектов было бы невозможным без развитой базы энергетического и электротехнического машиностроения: практически все оборудование для Волжских ГЭС и линий электропередачи сверхвысокого напряжения было произведено внутри страны.



*Строительство Сталинградской (Волжской) ГЭС, 1950-е годы*

## Натурные испытания для дальних электропередач

В этот период важнейшее значение для освоения дальних электропередач и улучшения их использования приобрели системные испытания режимного характера. В большую серию первых натурных испытаний входили опыты самосинхронизации мощных генераторов отправной ГЭС и несинхронного замыкания электропередачи; экспериментальные исследования асинхронных режимов и ресинхронизации (результатирующей устойчивости); испытания устойчивости дальней электропередачи при работе генераторов ГЭС с автоматическими регуляторами возбуждения пропорционального действия; опыты по внедрению автоматического регулирования возбуждения (АРВ) сильного действия и новых устройств противоаварийной автоматики (ПА) с оценкой эффекта повышения статической и динамической устойчивости, достигаемого при их применении, и т. п.

Натурные испытания дальних электропередач имели весьма важное практическое и научное значение. В некоторых временных схемах несинхронное замыкание было основным способом включения электропередачи в нормальных условиях, а в ряде случаев – единственным способом быстрой ликвидации аварии с разрывом электропередачи. Использование ресинхронизации после нарушения устойчивости дало возможность отказаться от опасного разрыва дальней электропередачи при возникновении асинхронного режима.

Особое значение имели натурные испытания режимов дальних электропередач для проверки правильности выбранных принципов действия и эффективности устройств противоаварийной автоматики. Разработке и внедрению противоаварийной автоматики (ПА) дальних электропередач уделялось особое внимание. С переводом этих

электропередач на напряжение 500 кВ и использованием их участков в качестве основных межсистемных связей устройства и системы ПА стали развиваться как основной вид системной автоматики формирующейся ЕЭС европейской части СССР.

Системные испытания сыграли важнейшую роль не только в освоении электропередач 400–500 кВ, но и были необходимы для организации новых присоединений и обеспечения надежной параллельной работы ОЭС, входящих в состав ЕЭС, и проводились практически на всех этапах ее формирования.

### **Новый уровень оперативно-диспетчерского управления**

Объединение энергосистем европейской части Советского Союза обусловило необходимость дальнейшего развития иерархической централизованной системы оперативно-диспетчерского управления. К существовавшей структуре оперативно-диспетчерского управления «ОДУ – диспетчер энергосистемы – оперативный персонал энергообъектов» добавляется орган вышестоящего уровня диспетчерского управления. Министерство электростанций своим приказом № 122а от 29 июня 1957 года предписывает:

*«Реорганизовать Объединенное диспетчерское управление Главцентрэнерго – ОДУ Центра в Объединенное диспетчерское управление Единой энергетической системы европейской части Союза ССР – ОДУ ЕЭС, с непосредственным подчинением его Министерству электростанций».*

При этом ОДУ ЕЭС наряду с выполнением функций высшего уровня диспетчерской иерархии продолжало выполнять также и функции диспетчерского центра Объединенной энергосистемы Центра. Полагалось,

что со временем это совмещение будет преодолено, но такое разделение произошло только много лет спустя.

Кроме оперативного управления ОДУ присоединяемых объединенных энергосистем, ОДУ ЕЭС была поручена работа по подготовке к созданию ЕЭС европейской части СССР и оказанию помощи в организации новых территориальных энергообъединений. Диспетчерское управление перешло на новый уровень развития.



*Диспетчерский пункт Кузбасской энергосистемы,  
на переднем плане Николай Егорович Зуев, 1951 год*

В 1958 году ОДУ ЕЭС было переведено в помещение на Раушской набережной. Здесь был построен новый, отвечающий современным требованиям диспетчерский пункт, оснащенный современной аппаратурой

телемеханики и связи, обеспечивающей телефонную связь с подстанциями и крупнейшими электростанциями, а также с энергосистемами ОЭС Центра и всеми ОДУ.



*Главный диспетчерский пункт ЕЭС СССР.  
Слева направо: В. Н. Михайлов, впоследствии заместитель начальника  
ОДС, Г. С. Соколов, Ф. А. Бзырин, конец 1950-х годов*

Здание, в котором расположились диспетчеры, принадлежало «Мосэнерго» и использовалось им как закрытое распределительное устройство 6 кВ. Помещения с первого по четвертый этаж были заняты выключателями, разъединителями, системами шин, во все стороны тянулись толстые кабели. И только шестой и седьмой этажи, а также так называемый «чердачок» были оборудованы для работы ОДУ ЕЭС европейской части СССР. Но места всем

хватало – в каждом из больших, по 50 кв. м, кабинетах свободно располагалось 10–12 человек.

Из воспоминаний А. К. Руднева (в те годы – молодой специалист службы оптимизации гидроэнергетических режимов):

*«Огромный зал, откуда велось диспетчерское управление, напоминал центр управления космическими полетами. Мне кажется, что ребята из Королева саму идею у нас и позаимствовали. Я помню, как они приходили к нам, смотрели и расспрашивали. Ведь мы тогда намного опережали их по организации управления. На мой взгляд, диспетчер энергосистемы – очень почетная и ответственная работа, которую всегда высоко ценило руководство страны. Многие диспетчеры были отмечены правительственными наградами. Например, диспетчер Успенский был награжден орденом Ленина. Казалось бы, простая работа – сиди, жми кнопки, но недаром среди диспетчеров ЦДУ встречались и кандидаты и доктора наук».*

## На пороге компьютерной эры

В связи с укрупнением и увеличением числа параллельно функционирующих энергосистем все большее значение приобретала работа специалистов диспетчерских центров – профессионалов, отвечающих за оперативное управление. Ежегодно возрастала и сложность расчетов режимов.

Диспетчерские щиты при этом внешне почти не менялись, но за счет активного внедрения устройств телепередачи сигналов и измерений значительно увеличилось количество приборов индивидуального отображения параметров энергосистемы и автоматической сигнализации положения выключателей. Улучшилось положение с информированностью диспетчера о текущем режиме энергосистемы.

Развивалась связь. Рабочее место диспетчера стало оборудоваться индивидуальным коммутатором, обеспечивающим подключение до 40 прямых каналов связи с энергообъектами. Совершенствовались звукозаписывающие устройства, магнитная лента вытеснила стальную проволоку, отечественная промышленность наладила выпуск магнитофонов, и их использование для записи оперативных переговоров стало обязательным атрибутом рабочего процесса.

Параллельно увеличивались объемы поступающей информации, необходимой для выполнения задач по обеспечению надежного и экономичного режима энергосистем. Для проведения расчетов одних только арифмометров было уже недостаточно. Заканчивались времена, когда все вычисления и расчеты по оптимизации режимов производились вручную при помощи логарифмической линейки и обычных конторских счетов. Правда, даже вооруженные столь примитивными средствами вычисления сотрудники ОДУ успешно решали такие сложные задачи, как расчет потокораспределения активной и реактивной мощности, для проведения которого требовалось решить системы уравнений с 40–60 неизвестными. Однако не удивительно, что результаты расчетов иногда содержали большие погрешности. В некоторых редких случаях они даже приводили к возникновению критических ситуаций в энергосистеме – и все же диспетчеров того времени выручали не техника и автоматика, а опыт и интуиция. Для принятия правильного решения специалисту недостаточно было обладать глубокими знаниями – требовалось объемное мышление, внимательность, умение обобщать свой и чужой опыт.

Усложнение задач, стоявших перед энергетиками, было обусловлено не только расширением масштаба объединенных энергосистем, возрастанием числа электростанций, подстанций, сетевых элементов, но и углублением взаимосвязей между ними, появлением новых качественных особенностей, вызванных повышением напряжения и широким внедрением средств автоматики. Увеличение



*Диспетчерский пункт ОДУ Урала.  
На смене: С. Ф. Вершинин, Ф. А. Акулов, 1959 год*



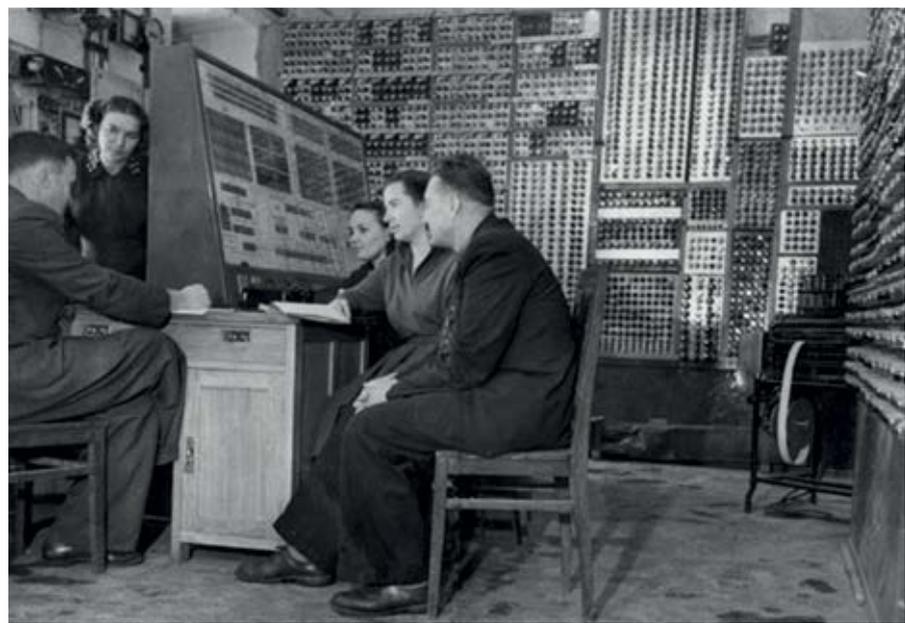
*Диспетчерский пункт Мосэнерго.  
На смене: В. В. Кучеров, С. П. Боровков, Г. М. Носков.  
На заднем плане – главный диспетчер В. К. Мешков, 1954 год*

объема и сложности исследований, осуществлявшихся с целью обеспечения нормального режима работы объединения, было связано с необходимостью проведения комплексного анализа, при котором вопросы надежности, экономичности и качества электроэнергии рассматриваются в их взаимосвязи. Для этого требовалось применение сложных математических методов: математического анализа, минимизации сложных целевых функций, математической статистики, теории вероятности. Кроме того, для выполнения расчетов, связанных с краткосрочным (суточным) планированием режима ОЭС, и особенно для оперативной его корректировки, нужны были вычислительные устройства, обладающие высоким быстродействием. Создалась ситуация, при которой для обеспечения надежной работы энергообъединения необходимо было найти какие-то устройства и методы, позволявшие производить требуемые расчеты.

В 1950-е годы появились расчетные столы постоянного тока в дополнение к разработанным еще в 1930-е первым моделям расчетных столов переменного тока. Ученик профессора МВТУ Карла Адольфовича Круга, талантливый аналитик и один из основоположников советской отрасли вычислительной техники **Сергей Алексеевич Лебедев**<sup>11</sup> и советский ученый в области электротехники и вычислительной техники Исаак Семенович Брук сконструировали первые электрические вычислительные приборы еще в 1930-е годы. Это были электрические аналоговые вычислительные устройства для многочисленных экспериментов и масштабных расчетов распределения и передачи электроэнергии: две огромные электрические установки Лебедева в Москве и Свердловске, рассчитывавшие математическую модель линии электропередачи Куйбышевская ГЭС – Москва, и «электрический стол» переменного тока Брука, моделировавший сложные электрические сети.

---

<sup>11</sup> *Сергей Алексеевич Лебедев (1902–1974) – один из основоположников советской отрасли вычислительной техники (стр. 383).*



*Первая в СССР цифровая ЭВМ «МЭСМ», 1951 год*

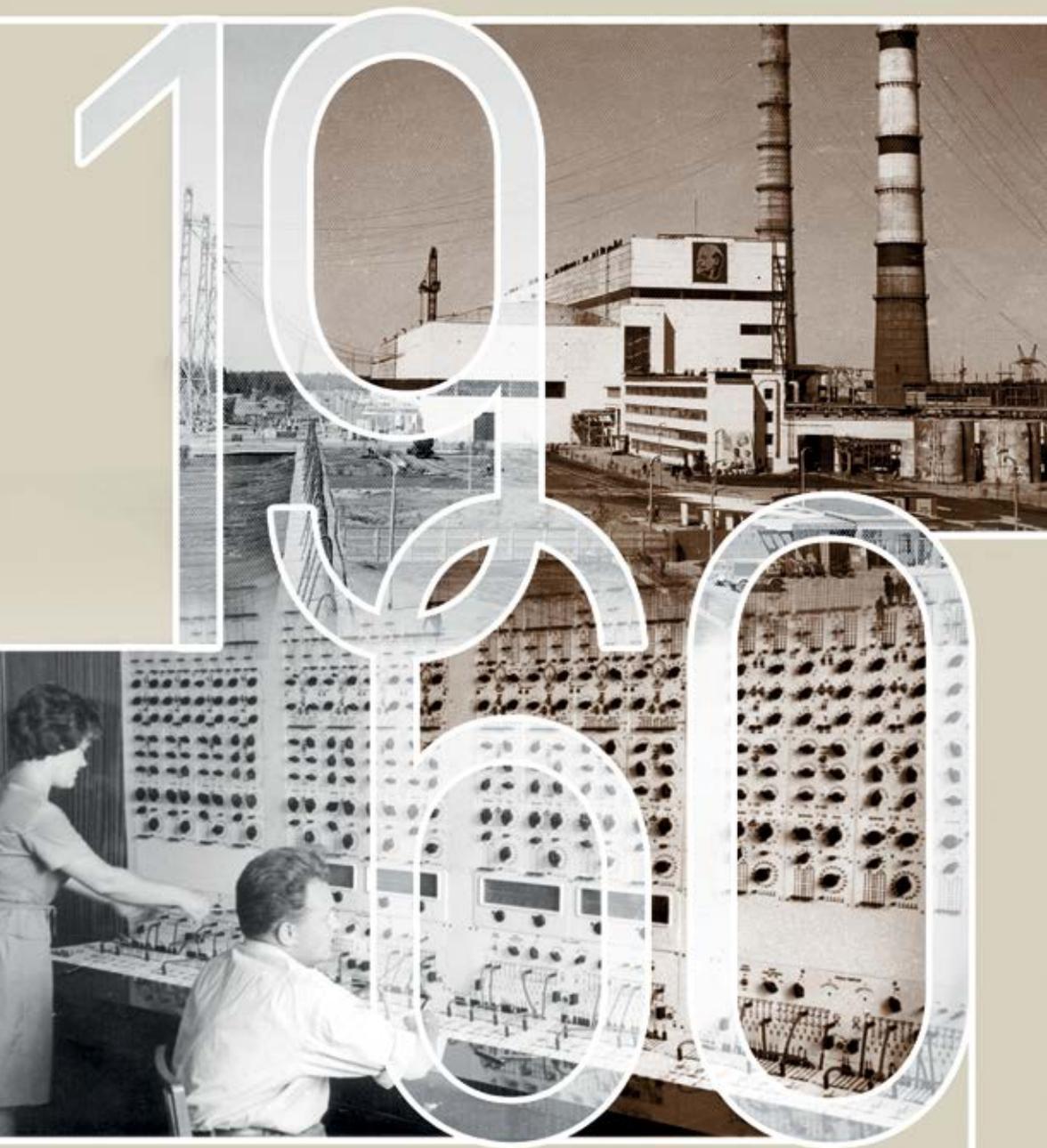
Вообще, можно с уверенностью утверждать, что зарождение отечественной компьютерной отрасли как таковой произошло именно в электроэнергетике. В энергетической отрасли начинали свой путь оба основоположника советской вычислительной техники С. А. Лебедев и И. С. Брук. Первый в 1945 году, работая во Всероссийском электротехническом институте (ВЭИ), изготовил электронную аналоговую машину для расчета режимов работы энергосистемы. Первую свою – и первую в СССР! – цифровую ЭВМ «МЭСМ» он разработал 1948–1951 годах, уже работая в Академии наук Украинской ССР. А первая так называемая «малая ЭВМ» М1 была создана в 1951 году командой молодых ученых под руководством И. С. Брука в Московском энергетическом институте. И отчет об этой знаковой работе «Автоматическая вычислительная машина М-1»

15 декабря 1951 года был утвержден директором Энергетического института АН СССР академиком Г. М. Кржижановским – отцом-основателем плана ГОЭЛРО.

К тому времени службой релейной защиты ОДУ ЕЭС для расчета токов короткого замыкания при выборе уставок устройств релейной защиты активно использовались расчетные столы постоянного тока, выпуск которых наладил Рижский опытный завод Латвэнерго. Режимщики ОДУ ЕЭС решали задачи потокораспределения активной и реактивной мощности на модели переменного тока. Но и эти пути решения насущных проблем эксплуатации энергетического объединения были довольно сложными. Оперативно-диспетчерское управления крайне нуждалось в более современных мощных вычислительных средствах.

В 1959 году в Москве по инициативе АН СССР состоялась научно-техническая конференция по внедрению электронно-цифровой вычислительной техники (ЭЦВМ) в промышленность, на которую были приглашены режимщики ОДУ ЕЭС европейской части СССР, а уже через год в Киеве прошло I Всесоюзное научно-техническое совещание по применению новой вычислительной техники при проектировании и эксплуатации энергетических систем. Участие сотрудников ОДУ ЕЭС в этих мероприятиях положило начало применению цифровой вычислительной техники в ОДУ ЕЭС.

Таким образом, именно электроэнергетикой, а точнее – оперативно-диспетчерским управлением, столкнувшимся к середине XX века с задачами по управлению большими системами со множеством элементов и факторов влияния, был сформирован запрос к ученым на создание автоматизированных вычислительных средств высокой производительности на замену устаревшим арифмометрам и конторским счётам. Как ни громко это прозвучит, но начало тому, что в XXI веке мы привыкли называть «цифровизацией электроэнергетики», было положено именно там и тогда.



1960-е годы

## Создание единой системы противоаварийного управления

С появлением в предыдущем десятилетии в энергосистемах Советского Союза линий дальних электропередач возникла необходимость в разработке противоаварийной автоматики межсистемных транзитов. Освоение первых комплексов противоаварийной автоматики дальних электропередач началось при вводе в 1959 году в эксплуатацию ЛЭП 500 кВ Волгоград – Москва. Эта работа занимала особое место в деятельности ОДУ Центра и ОДУ ЕЭС – вся противоаварийная автоматика на энергообъектах формирующейся Единой энергосистемы внедрялась по заданиям ОДУ. В 1961 году в Теплоэлектропроекте (ТЭП) была создана небольшая группа проектирования систем противоаварийной автоматики (ПА), которой руководил Б. И. Иофьев – один из крупнейших специалистов по данному вопросу в СССР. В дальнейшем эти работы получили большое развитие: в институте были созданы проектная и научно-исследовательская группы по ПА, а в конце 1960-х – начале 1970-х годов сформированы специальные проектные подразделения.

Специалисты ОДУ Центра и ОДУ ЕЭС вели большую работу по проведению испытаний с имитацией тяжелых аварий на линиях дальних передач. На анализе как результатов испытаний, так и причин реальных системных аварий формировались требования к устройствам противоаварийной автоматики системообразующей сети, основным из которых стало требование возможности немедленной ликвидации асинхронных режимов разделением несинхронных частей энергосистем. Вместе с тем, благодаря широкому внедрению автоматики, предотвращающей нарушение устойчивости, случаи отключения основных связей из-за возникновения асинхронного режима стали очень редкими.

Высококвалифицированные специалисты ОДУ ЕЭС на основе аналитических данных обобщали опыт применения этих устройств. В докладе, подготовленном в 1963 году к совещанию специалистов по РЗА М. А. Берковичем и С. А. Соваловым, отмечалось, что противоаварийная автоматика, предназначенная для предотвращения нарушения устойчивости, развивается в направлении создания комплексов децентрализованных устройств, которые взаимосвязаны общностью режима управляемого объекта, согласованы по принципам действия и настройке, а также по условиям резервирования. Но стремительное развитие отрасли диктует необходимость проведения работ в новом направлении: создании на базе современной техники централизованных систем ПА, получающих всю необходимую информацию о схеме и режиме работы объекта и автоматически вырабатывающих управляющие воздействия в соответствии с параметрами исходного режима и произошедшими нарушениями.

Эта проблема заинтересовала специалистов Всесоюзного электротехнического института (ВЭИ) им. В. И. Ленина. Заведующий лабораторией института, один из авторитетнейших ученых-энергетиков того времени, специалист в области автоматического регулирования энергосистем Г. Р. Герценберг сообщил о своем намерении заняться разработкой централизованного устройства ПА. Григорий Рафаилович Герценберг и его сотрудники пришли к заключению, что разработку первого централизованного устройства можно осуществить на базе аналоговой техники. В качестве объекта управления была выбрана ВоГЭС имени XXII съезда КПСС с линией электропередачи постоянного тока 800 кВ Волгоград – Донбасс.

Следующим важным шагом стало создание централизованной системы ПА кольцевой сети 500 кВ ОЭС Урала с выполненным на базе релейной техники центральным устройством, размещенным на ПС Южная Свердловской энергосистемы. Принципы централизованной системы были разработаны ОДУ Урала и НИИПТ

под общим руководством ОДУ ЕЭС. В выработке принципов системы и ее проектировании участвовало Уральское отделение Энергосетьпроекта.

В середине 1960-х годов в связи с возросшей концентрацией мощности на крупных ГЭС и преобладающим вводом крупных блочных турбогенераторов с характеристиками, неблагоприятными по условиям устойчивости, ОДУ ЕЭС, территориальные ОДУ и энергосистемы уделяли большое внимание внедрению устройств автоматики аварийной разгрузки ГЭС в целях обеспечения устойчивости параллельной работы энергосистем. Поскольку аварийная разгрузка осуществлялась отключением части энергоблоков, встала задача вместо этого вынужденного и неблагоприятного для эксплуатации мероприятия использовать аварийное управление мощностью паровых турбин (АУМПТ).

В 1965–1968 годах на Черепетской ГРЭС были проведены предварительные испытания АУМПТ энергоблоков 300 МВт. Они подтвердили практическую возможность реализации этого вида противоаварийного управления и позволили получить данные, необходимые для его совершенствования. В 1969 году завершилось оснащение Конаковской ГРЭС Калининэнерго устройствами ПА и было решено провести комплексные испытания АУМПТ. Проведенные под руководством ОДУ ЕЭС системные испытания показали высокую эффективность АУМПТ; их результаты стали основой для ввода АУМПТ в промышленную эксплуатацию, а организации, участвовавшие в испытаниях, получили данные, необходимые для расширения внедрения АУМПТ на блочных ГРЭС.

Разработка и опыт эксплуатации централизованных систем на базе аналоговой и релейной техники подготовили переход к созданию в перспективе централизованных цифровых систем ПА. Оснащение средствами ПА основных системообразующих связей ЕЭС европейской части СССР и крупных генерирующих объектов обеспечило надежную

параллельную работу ОЭС Центра, Средней Волги и Урала, высокий уровень живучести этих ОЭС и ЕЭС.



*Конаковская ГРЭС, 1965 год*

## **Автоматизация управления режимом: новый этап**

Развитие объединенных энергосистем и формирование Единой энергосистемы страны вызвали необходимость ускорения автоматизации управления режимом по частоте и активной мощности. После ввода в эксплуатацию мощных волжских ГЭС они стали использоваться

как основные регулирующие частоту станции. Первоначально на них применялись временные автоматические устройства, а затем в эксплуатацию были введены комплексные системы регулирования частоты и ограничения перетоков мощности по отходящим от ГЭС линиям электропередачи 500 кВ.

Действие принятой для ЕЭС системы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) основано на принципе раздельного регулирования плановых и внеплановых изменений нагрузки. Суть этого принципа заключается в том, что большая часть станций работает по оптимальным, при необходимости корректируемым плановым графикам, а функции системы АРЧМ ограничиваются распределением внеплановых нагрузок между специально выделенными регулирующими станциями. Преимущество этой системы заключается в относительной простоте ее создания и эксплуатации, а также возможности поэтапного ввода.



*Диспетчерский пункт ОДУ ЕЭС СССР, 1960-е годы*

Опыт объединения энергосистем и формирования ЕЭС показал, что автоматическое ограничение допустимыми пределами перетоков мощности по связям между ОЭС и наиболее загруженным внутренним линиям является важнейшим условием обеспечения надежной работы ЕЭС и ОЭС при полном использовании пропускной способности основных сетей. В 1960–1961 годах были созданы экспериментальные устройства автоматического регулирования (ограничения) перетоков мощности по ЛЭП 220 кВ Волгоград – Ростов и 500 кВ Бугульма – Златоуст. В первой половине 1960-х годов разработанные Энергосетьпроектом регуляторы перетока были созданы в ОЭС Сибири, Западной Украины, Закавказья, на межгосударственной связи ЕЭС с объединенными энергосистемами стран – членов СЭВ, а в 1968 году установлен временный ограничитель перетока по связи 330 кВ Центр – Северо-Запад.

Во второй половине 1960-х годов были созданы централизованные системы (ЦС) АРЧМ в ОЭС Урала и Сибири, а в дальнейшем – в ОЭС Северо-Запада и других объединенных энергосистемах. Началась разработка ЦС АРЧМ уровня ЕЭС. По общему замыслу ОДУ ЕЭС и Энергосетьпроекта ввод этой системы, обеспечивающей автоматическое регулирование частоты в ЕЭС и ограничение перетоков мощности по важнейшим ЛЭП 500 кВ, должен был быть первым этапом создания иерархической системы АРЧМ ЕЭС СССР.

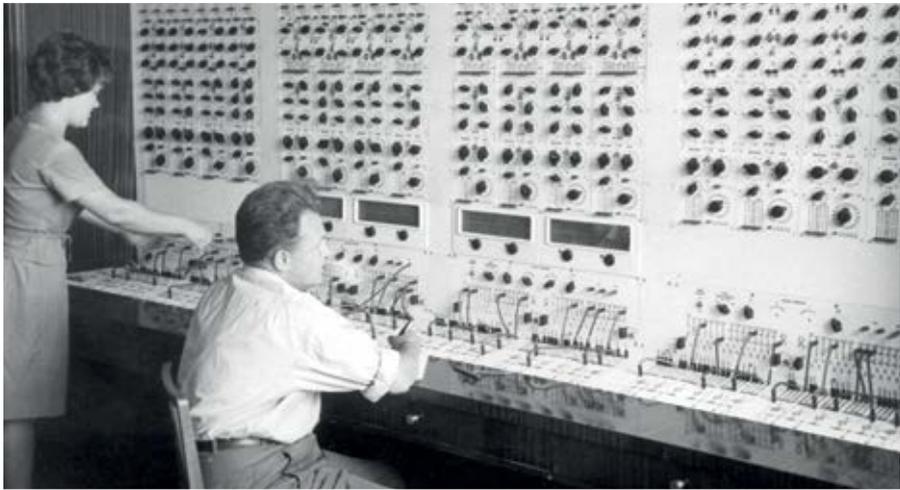
## **Компьютеры для энергетики**

Главный инструмент диспетчера – щит – продолжает меняться в соответствие с новыми задачами оперативно-диспетчерского управления. В диспетчерских центрах начинают устанавливать мозаичные щиты производства Ленинградского завода «Электропульт». Они

более удобны в эксплуатации, чем щиты с накладными планшетами: если раньше при развитии энергообъекта приходилось переделывать целый планшет, то теперь достаточно заменить несколько типовых мозаичных модулей. Конструкция элементов мозаики позволяет диспетчеру прикреплять к ним сигнальные значки так же, как это делалось на прежних щитах.

Но постепенно не менее важным инструментом диспетчера становится вычислительная техника. Внедрение компьютеров в сферу управления режимами в электроэнергетике, которое началось в 1960-х годах, явилось логической необходимостью, поскольку существующие инструменты уже не справлялись с задачей расчетов потокораспределений и устойчивости, а также токов коротких замыканий. Энергетика к этому времени уже исчерпала возможности физических моделей и очень нуждалась в более современных мощных вычислительных средствах.

Усложнение задач, стоявших перед энергетиками, было обусловлено не только расширением масштаба объединенных энергосистем, возрастанием числа электростанций, подстанций, сетевых элементов, но и углублением взаимосвязей между ними, появлением новых качественных особенностей. Увеличение объема и сложности исследований, осуществлявшихся с целью обеспечения нормального режима работы объединения, было связано с необходимостью проведения комплексного анализа, при котором вопросы надежности, экономичности и качества электроэнергии рассматриваются в их взаимосвязи. Для этого необходимо было применение сложных математических методов: математического анализа, минимизации сложных целевых функций, математической статистики, теории вероятности и др. Кроме того, для выполнения расчетов, связанных с краткосрочным (суточным) планированием режима ОЭС, и особенно для оперативной его корректировки, необходимы были вычислительные устройства, обладающие высоким быстродействием. Решить эти вопросы можно было лишь с помощью использования цифровой вычислительной техники.



*Универсальная высокочастотная модель переменного тока ОДУ Средней Волги. За работой Л. А. Будаговская и Б. Н. Лазаренко, 1962 год*



*Расчетный стол постоянного тока ОДУ Сибири.  
Расчеты ведет Э. И. Гвоздева, 1960-е годы*

В 1960 году в Киеве состоялось Первое Всесоюзное научно-техническое совещание по применению новой вычислительной техники при проектировании и эксплуатации энергетических систем. Участие сотрудников ОДУ ЕЭС в этих мероприятиях положило начало применению цифровой вычислительной техники в ОДУ ЕЭС.

Уже в 1962 году в Москве были организованы месячные курсы по подготовке инженеров-энергетиков для работы на ЭВМ. На этих курсах обучалось 24 человека из ОДУ и энергосистем, в том числе будущий академик Ю. Н. Руденко из ОДУ Сибири, Н. Д. Кузнецов из ОДУ Урала, А. С. Гончаренко из ОДУ Юга, В. М. Максимова из Донбассэнерго, Э. В. Турский из ОДУ ЕЭС и др.

Первые расчеты установившегося режима ЕЭС для схемы в 36 узлов были проведены на ЭВМ М-2 (на радиолампах) – машине с вводом данных на узкой бумажной ленте (16 мм) и выводом на бумажную ленту (16 см), с оперативной памятью 256 Кбайт. Подготовка данных на перфоленту занимала два рабочих дня, расчеты при заданной (приемлемой) погрешности выполнялись за 40–50 минут, если ЭВМ не перегревалась. Но даже при таких условиях производительность ЭВМ во много раз превышала производительность «ручного труда» специалистов-энергетиков. Позднее расчеты проводились на построенной под руководством С. А. Лебедева ЭВМ БЭСМ-2, имевшейся в Вычислительном центре АН СССР, что было надежнее и быстрее.

С 1964 по 1967 год ОДУ ЕЭС уже проводило систематические расчеты во ВНИИЭ на ЭВМ «Урал-2» и «Урал-4». Данные перфорировались на киноленту 36 мм, появились накопители на магнитной ленте и магнитном барабане, а в 1966 году начали использоваться перфокарты. ЭВМ «Урал-2» приобрели некоторые ОДУ и крупные энергосистемы. Программное обеспечение разрабатывалось рядом профильных научноисследовательских институтов.

В 1967 году в ОДУ ЕЭС была демонтирована модель (расчетный стол) переменного тока и оборудован зал под установку ЭВМ.

В 1968 году была приобретена и смонтирована ЭВМ БЭСМ-4, разработанная под руководством С. А. Лебедева в АН СССР и изготовленная Ульяновским оборонным заводом. Первоначально возникли трудности с подбором персонала для ее эксплуатации, но поскольку у ОДУ уже были налажены связи с различными вычислительными центрами, проблема решилась в кратчайшие сроки. БЭСМ-4 отладили и быстро загрузили для работы сначала в одну – полторы, а чуть позже – в три смены, что обеспечило основные нужды в расчетах и отладке математического обеспечения. Существовал дефицит магнитной ленты, перфокарт, бумаги для печати, красящей ленты, запчастей, но из всех затруднительных положений находился в конце концов выход.



*ЭВМ БЭСМ-4 в ОДУ Востока, 1960-е годы*

В 1968 году Э. В. Турский возглавил созданную в ОДУ ЕЭС службу вычислительной техники. В службе появились технологи, программисты, операторы ЭВМ. Это дало возможность выполнить сложнейший расчет схемы на 300 узлов для анализа возможности присоединения

ОДУ Юга к ЕЭС по имеющимся слабым связям (110 и 220 кВ). При проведении испытаний результаты идеально совпали с расчетными, и в июле 1969 года ОЭС Юга и ОЭС Северного Кавказа вошли в состав Единой энергосистемы европейской части страны.

К концу 1960-х годов на электронно-вычислительных машинах БЭСМ-6, «Урал», М-220 начинают производить расчеты суточных диспетчерских графиков с оптимизацией загрузки электростанций, токов короткого замыкания и многие другие. К этому времени уровень знаний инженеров службы вычислительной техники был уже так высок, что в 1969 году несколько человек были откомандированы для организации вычислительного центра при диспетчерском управлении энергосистемы Египта. Кроме того, решением правительства туда же была отправлена ЭВМ «Минск-22» (экспортный вариант) как самая надежная. В Советском Союзе же в это время полным ходом шли работы по созданию автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) ОЭС и ЕЭС на базе современных систем сбора, обработки и отображения информации, развивалась система единой сети связи, телемеханики и передачи данных, совершенствовалась система противоаварийного управления на базе ЭВМ и микропроцессорных средств сбора информации.

### **Создание ЕЭС европейской части СССР**

Единая энергосистема, зародившаяся в 1956 году после введения в эксплуатацию высоковольтной межсистемной дальнейшей передачи Куйбышев – Москва, с каждым годом набирала силу и мощь.

1960-е стали временем наиболее динамичного развития электроэнергетики страны. За десятилетие установленная мощность электростанций возросла с 66,7 до 166,2 ГВт – ежегодно на электростанциях



СССР

# П Р И К А З

## МИНИСТРА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

г. Москва

№ 77

от 7 декабря 1957 г.

Для осуществления руководства режимом параллельной работы энергосистем Севкавказэнерго Северо-Осетинского Совнархоза, Баксанского энергокомбината Ставропольского Совнархоза и Краснодарэнерго Краснодарского Совнархоза **приказываю:**

Организовать в г. Орджоникидзе Объединенную диспетчерскую службу Министерства электростанций.

Начальнику Эксплуатационного управления т. **Котилевскому** совместно с Отделом рабочих кадров, труда и зарплаты подготовить и в недельный срок представить на утверждение штатное расписание службы, смету расходов на ее содержание и положение об Объединенной диспетчерской службе Северо-Кавказской энергосистемы.

Министр электростанций

**А. ПАВЛЕНКО**

*Приказ об организации ОДС Северного Кавказа, 1957 год*

вводилось в строй новое энергетическое оборудование суммарной мощностью 10000 МВт. Соответственно, и выработка электроэнергии за десятилетие увеличилась более чем в 2,5 раза – с 292,3 до 741 млрд кВт•ч.

В эти годы активно формировались региональные энергосистемы, а со строительством межсистемных линий создавались объединения энергосистем – ОЭС, для диспетчерского управления режимами которых организовывались соответствующие диспетчерские центры.



*Диспетчерский пункт ОДУ Северного Кавказа, 1962 год*

К существовавшим диспетчерским центрам объединенных энергосистем Центра, Урала и Юга накануне нового десятилетия, в 1959 году, добавилась Объединенная диспетчерская служба энергосистем Северного Кавказа, на которую возлагалось оперативно-диспетчерское управление параллельной работой энергосистем республик Северного Кавказа, а также Краснодарского и Ставропольского краев. И если к моменту создания ОДС только часть энергосистем Северного Кавказа работала параллельно, то уже в течение 1960-х годов все энергосистемы Северного Кавказа были соединены межсистемными линиями 110–220–330 кВ.

ОДС Северного Кавказа возглавил **Георгий Степанович Конюшков**<sup>12</sup>, которому пришлось с нуля создавать коллектив и организовывать работу диспетчерского центра. Первоначально ОДС размещалась в г. Орджоникидзе, причем – за неимением других помещений – в одном здании с управлением Северо-Кавказской энергосистемы. Техническое оснащение диспетчера ОДС состояло из телефонного аппарата АТС Севкавказэнерго с выходом на городскую АТС, обыкновенных конторских счетов, логарифмической линейки, арифмометра и оперативного журнала и, в общем, соответствовало начальному этапу развития диспетчерских центров того времени.

Продолжалось объединение территориальных энергосистем и в других регионах страны. Объединению энергосистем Сибири и организации диспетчерского пункта объединения способствовали электрификация Транссибирской железной дороги и решение о строительстве крупнейших гидроэлектростанций на Ангаре и Енисее. После соединения в 1950-х годах тяговым транзитом Новосибирской и Омской энергосистем было принято решение о создании диспетчерского центра энергосистем Западной Сибири. Приказом Союзглавэнерго № 24 от 9 сентября 1959 года предписывается: *«Для осуществления оперативного управления объединенными энергосистемами Западной Сибири создать Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Западной Сибири (ОДУ Западной Сибири) с местопребыванием в г. Кемерово».*

Организатором нового диспетчерского центра был назначен **Владимир Николаевич Ясников**<sup>13</sup>, сумевший в короткое время по-

---

<sup>12</sup> **Георгий Степанович Конюшков (1912–1986)** – первый начальник – главный диспетчер ОДУ Северного Кавказа (с 2005 г. – ОДУ Юга) в 1958–1972 гг. (стр. 381).

<sup>13</sup> **Владимир Николаевич Ясников (1909–1984)** – первый руководитель ОДУ Западной Сибири (ОДУ Сибири) с 1959 по 1983 г. (стр. 411).

добрать кадры, оснастить диспетчерский щит минимумом необходимого оборудования для организации диспетчерского управления. Уже 18 ноября 1960 года диспетчер ОДУ Западной Сибири руководил объединением на параллельную работу Кузбасской и Новосибирской энергосистем по линии 220 кВ Белово – Новосибирская ГРЭС.

Вскоре линии 500 кВ, связывающие крупнейшие в стране Братскую и Красноярскую гидроэлектростанции и тепловые электростанции Кузбасса с центрами нагрузки, станут основой одного из крупнейших энергообъединений страны, а ОДУ Западной Сибири сменит свое название и станет называться ОДУ Сибири. В этот же период активно велась работа по формированию ОЭС Средней Волги. Были введены в работу линии 220 кВ, соединившие Куйбышевскую энергосистему с Саратовской и Ульяновской, а с включением подстанции 400 кВ Бугульма соединились на параллельную работу Урусинский район Татарстана и Башкирская энергосистема с Куйбышевской.

Для осуществления оперативно-диспетчерского управления энергетическим объединением в составе Куйбышевской, Башкирской, Татарской, Оренбургской, Саратовской и Ульяновской энергосистем в соответствии с приказом Госплана СССР от 30 марта 1960 года № 102 было создано Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Средней Волги – ОДУ Средней Волги, с местонахождением в г. Куйбышеве. Начальником – главным диспетчером ОДУ был назначен **Борис Иванович Пономарев**<sup>14</sup>.

В январе 1961 года выходит приказ о создании диспетчерского центра энергосистем, охватывающих Ленинградскую, Псковскую, Новгородскую, Калининградскую области, а также Карельскую АССР и союзные республики – Эстонию, Латвию и Литву, получившего

---

<sup>14</sup> **Борис Иванович Пономарев (1911–1989)** – начальник – главный диспетчер ОДУ Средней Волги в 1960–1965 гг., начальник ОДУ Средней Волги в 1966–1973 гг. (стр. 395).

П Р И К А З  
 ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРИ ГОСПЛАНЕ СССР  
 (СОЮЗГЛАВЭНЕРГО)

№ 24

г. Москва

" 9 " сентября 1959г.

В 1959 г. Кузбасская энергосистема подключается на параллельную работу с Новосибирской и Омской энергосистемами, которые уже в настоящее время работают на общую сеть.

В 1961-62 г.г. будут дополнительно подключены на параллельную работу Томская и Барнаульская энергосистемы.

Во исполнение постановления Совета Министров СССР № 297 от 17 марта 1959 г., возложившего на Главное энергетическое управление (Союзглавэнерго) при Госплане СССР обязанности по оперативному диспетчерскому управлению объединенными энергосистемами и обеспечению межсистемных перетоков электрической энергии, ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Для осуществления оперативного управления объединенными энергосистемами Западной Сибири создать Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Западной Сибири (ОДУ Западной Сибири) с местопребыванием в г. Кемерово.
2. ОДУ Западной Сибири, как производственную организацию, содержать по смете, утверждаемой Союзглавэнерго при Госплане СССР, за счёт себестоимости электрической энергии параллельно работающих энергосистем, пропорционально их плановой выработке.
3. Утвердить прилагаемое Положение об Объединенном диспетчерском управлении энергосистемами Западной Сибири ( ОДУ Западной Сибири).

И.О. НАЧАЛЬНИКА СОЮЗГЛАВЭНЕРГО

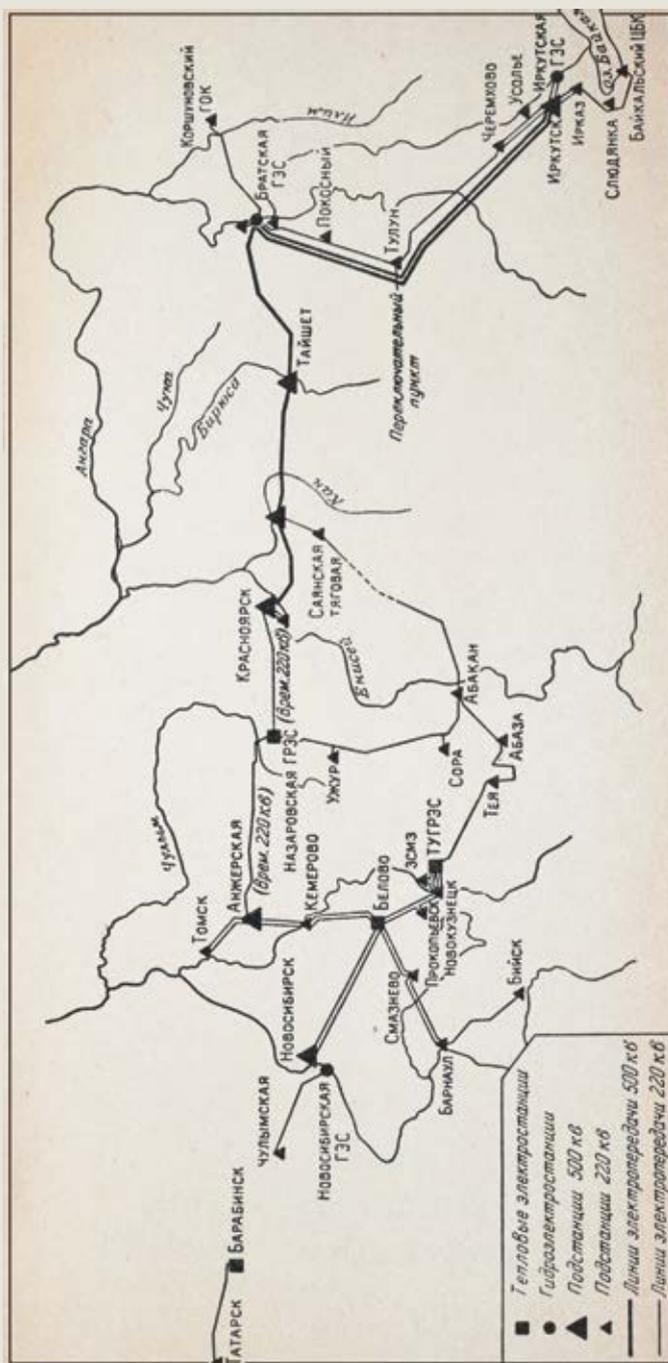
Д. КОТИЛЕВСКИЙ

*Исх. № 8/1459; Кемерово 8-IX*

*В. К.*

*2005 г. 10/10/05  
с пометкой  
налицо 9 IX*

Приказ об организации ОДУ Западной Сибири, 1959 год



Карта-схема основных электрических сетей  
Объединенной энергосистемы Центральной Сибири, 1965 год

наименование ОДУ Северо-Запада. Диспетчерский центр решили разместить в Риге, находящейся приблизительно в географическом центре энергосистем.

К моменту образования ОДУ существовали только две межсистемные линии 220 кВ: Прибалтийская ГРЭС (Эстония) – Ленинград и Прибалтийская ГРЭС – Рига. Остальные существовавшие межсистемные линии 110 кВ связывали Ленинградскую энергосистему с Карельской, а Калининградскую – с Литовской. Однако в скором времени линии 330 кВ свяжут Латвийскую энергосистему с Литовской, от которой в свою очередь протянутся линии 330 кВ в Белоруссию и Калининград. Первым начальником ОДУ Северо-Запада был назначен **Юрий Яковлевич Аболин**<sup>15</sup>.

Под размещение ОДУ была приспособлена квартира в центре города, в которой вскоре появился вполне функциональный диспетчерский щит, а диспетчерский пульт был оборудован средствами диспетчерской связи и телемеханики. В октябре 1961 года диспетчеры ОДУ Северо-Запада приступили к управлению режимами объединенных энергосистем.

В 1961 году для управления параллельной работой энергосистем Узбекистана, Южного Казахстана, Таджикистана, Киргизии и Туркмении создается ОДУ Средней Азии, расположившееся в г. Ташкенте. Основой объединения энергосистем становятся вначале линии 220 кВ, а затем и 500 кВ.

В 1962 году создается ОДУ Закавказья, призванное управлять режимами работы энергосистем Азербайджана, Грузии и Армении, соединившихся на параллельную работу по линиям 220–330 кВ. Местом расположения ОДУ Закавказья стал г. Тбилиси.

Формирование ЕЭС европейской части СССР велось в 1960-х годах на протяжении всего десятилетия.

---

<sup>15</sup> **Юрий Яковлевич Аболин (1916–1979)** – начальник ОДУ Северо-Запада с 1961 по 1966 г. (стр. 365).



ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПЛАНОВЫЙ КОМИТЕТ  
Совета Министров СССР  
(Госплан СССР)

Приказ № 102

30 марта 1960г.

Об организации Объединенного диспетчерского управления Средней Волги

Для осуществления производственно-диспетчерского управления объединенными на параллельную работу Куйбышевской, Башкирской, Оренбургской, Татарской (район Урусси), Саратовской и Ульяновской энергосистемами, создать Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Средней Волги (ОДУ Средней Волги) с местопребыванием в г.Куйбышеве, в пределах общей численности работников, установленной Совзглавэнерго на 1960 год.



Заместитель Председателя  
Госплана СССР М.Хруничев

102. АХД

Принято в  
деле.

15-III-60

/26

Вх - 12.

14/III-60 г.

Приказ об организации ОДУ Средней Волги, 1960 год

В 1962 году на параллельную работу с ОЭС Юга по связям 220–110 кВ присоединилась ОЭС Северного Кавказа.

Сооружение в 1966 году линии электропередачи Чудово – Бологое – Калинин позволило присоединить ОЭС Северо-Запада на параллельную работу с ЕЭС.

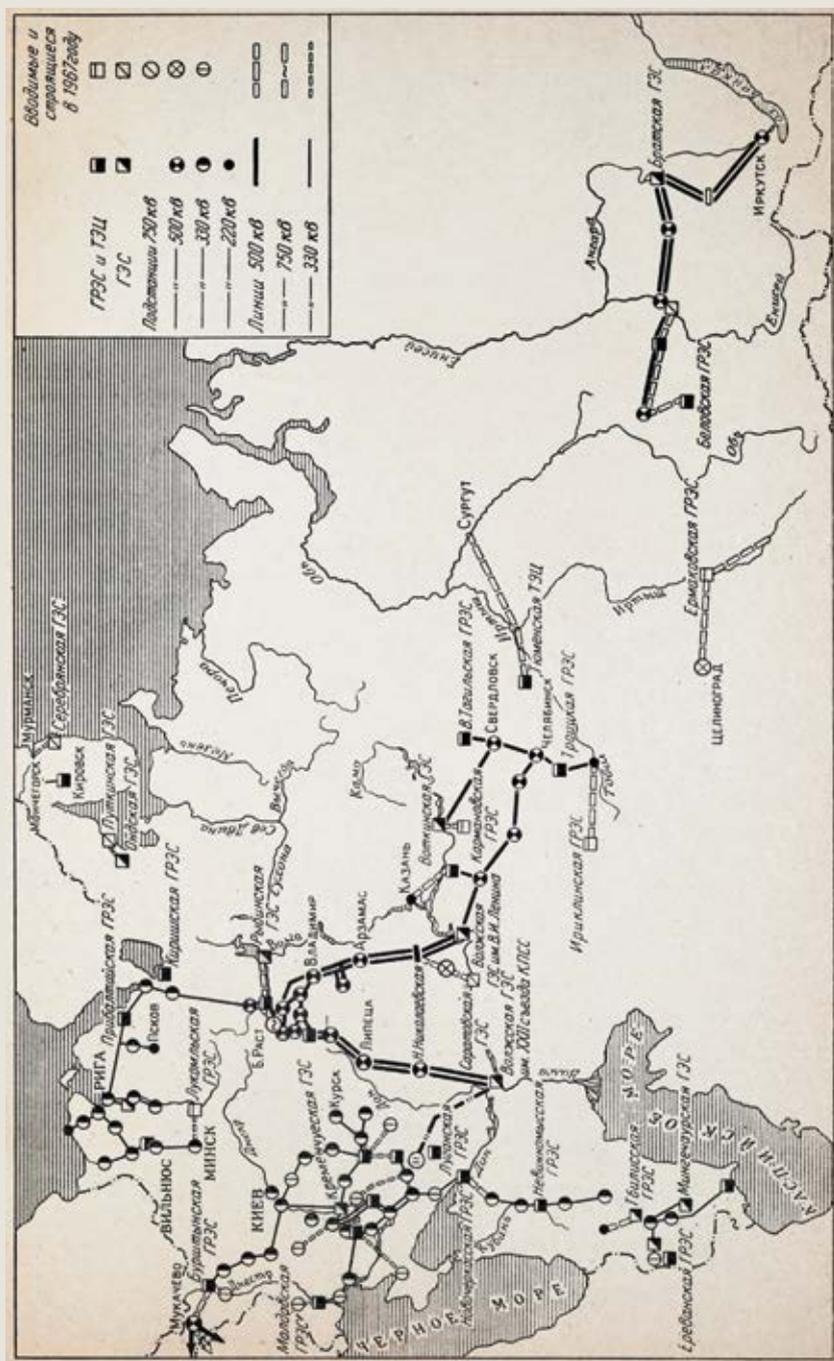
В 1968-м вводится в работу двухцепный транзит 330 кВ Змиевская ГРЭС – Белгород, что дало возможность организовать в июле 1969 года постоянную параллельную работу ОЭС Юга и ОЭС Северного Кавказа с остальной частью ЕЭС по распределительным сетям 110–220–330 кВ ОЭС Юга и Центра. До этого совместная (не параллельная) работа осуществлялась только по передаче постоянного тока.

В январе 1970 года на параллельную работу с ЕЭС по линии 220 кВ Дагомыс – Бзыби присоединилась ОЭС Закавказья.

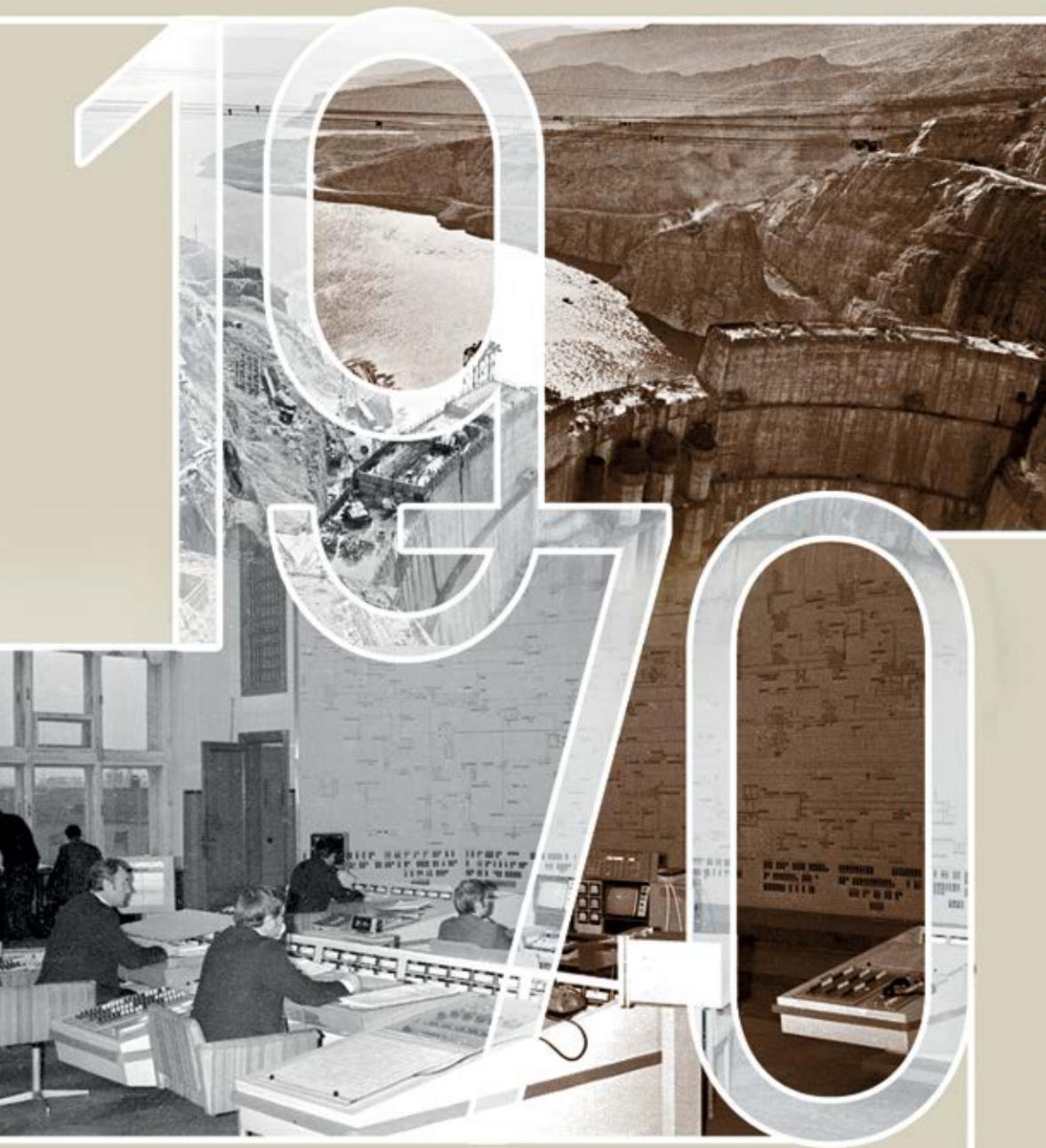
Таким образом, к 1970 году было в основном завершено формирование Единой энергетической системы европейской части СССР, включающей объединенные энергосистемы Центра, Урала, Юга, Северного Кавказа, Средней Волги, Северо-Запада и Закавказья. Первая часть задачи по созданию Единой энергетической системы страны была выполнена.

Однако ограниченная пропускная способность существовавших межсистемных линий электропередачи, ограниченность имевшихся в то время у ОДУ технических средств для планирования и управления режимами не давали возможности полностью использовать преимущества параллельной работы энергосистем. При этом даже в европейской части страны имелись энергосистемы, работающие изолированно (Колэнерго, Комиэнерго, Архангельскэнерго), не говоря уже о работающих изолированно энергообъединениях Сибири и Средней Азии.

Выполнение следующей задачи, а именно выход ЕЭС за пределы европейской части страны, привело к необходимости создания качественно нового органа оперативно-диспетчерского управления – Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ЕЭС СССР.



Карта-схема электрических сетей СССР 330 и 500 кВ, 1967 год



1970-е годы

## Создание ЦДУ

К окончанию 1960-х годов было в основном завершено формирование Единой энергетической системы европейской части СССР, включающей объединенные энергосистемы Центра, Урала, Юга, Северного Кавказа, Средней Волги, Северо-Запада и Закавказья. Первая часть задачи по созданию Единой энергосистемы страны была выполнена.

Следующий этап – выход ЕЭС за пределы европейской части – требовал изменения фактически всей структуры управления. В соответствии с разработанной концепцией формирования Единой энергетической системы Советского Союза, оперативно-диспетчерское управление ЕЭС СССР должно было осуществляться централизованной иерархической системой диспетчерского управления, в которой верхнему уровню – ЦДУ (первоначально применялся термин Государственное диспетчерское управление, ГДУ) – подчинены объединенные диспетчерские управления (ОДУ), причем не только оперативно, но и административно. Таким образом, для создания новой централизованной системы диспетчерского управления было необходимо не просто провести реорганизацию старой, но фактически создать новую. Для решения этой задачи требовалось разработать новые принципы организации, нужны были техника и кадры. К работе были привлечены ведущие научно-исследовательские институты и проектные организации, курировал проект лично министр энергетики Петр Степанович Непорожний.

В 1966 году ОДУ ЕЭС подготовило Техническое задание на проектирование схемы Государственного диспетчерского управления Единой энергетической системы Союза ССР, согласованное руководством Главтехстройпроекта и Энергосетьпроекта, которое 1 октября 1966 года было утверждено заместителем министра энергетики и электрификации

РАСПОРЯЖЕНИЕ  
Совета Министров СССР

23 сентября 1967 г.

№2254-Р

Принять предложение Минэнерго СССР, согласованное с Госпланом СССР, об организации в 1967 году в г. Москве в составе этого Министерства для оперативно-диспетчерского руководства работой объединенных энергетических систем страны Центрального диспетчерского управления Единой энергетической системой СССР в пределах общей численности и фонда заработной платы работников, установленных Министерству на 1967 год.

Разрешить, в виде исключения, Минэнерго СССР строительство в г. Москве служебно-производственного здания площадью 7 тыс. кв. м. для указанного диспетчерского управления и для вычислительного центра этого Министерства.

Председатель Совета Министров СССР

А.Н. Косыгин

*Распоряжение об организации ЦДУ ЕЭС СССР, 1967 год*

ПРИКАЗ  
МИНИСТРА ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

Москва

№ 185

от 28 сентября 1967 г.

Совет Министров СССР распоряжением от 23 сентября 1967 г. 2254р принял предложение Минэнерго СССР, согласованное с Госпланом СССР, об организации в 1967 году в г. Москве в составе этого министерства для оперативно-диспетчерского руководства работой объединенных энергетических систем страны Центрального диспетчерского управления Единой энергетической системы СССР в пределах общей численности и фонда заработной платы работников, установленных Министерству на 1967 год.

Разрешил, в виде исключения, Минэнерго СССР строительство в г. Москве служебно-производственного здания площадью 7 тыс. кв. метров для указанного диспетчерского управления и для вычислительного центра этого Министерства.

Во исполнение указанного распоряжения Совета Министров СССР приказываю:

1. Организовать в составе Министерства Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы СССР (ЦДУ ЕЭС СССР).

2. Начальникам Объединенного диспетчерского управления единой энергетической системы Европейской части СССР т. НАХАПЕТЯНУ и Управлению по нормированию труда и заработной платы т. КНОРРЕ в 2-недельный срок представить предложения руководству Министерства по структуре и штатам ЦДУ ЕЭС СССР.

3. Начальникам хозяйственного управления т. Тихомирову и Объединенного диспетчерского управления Единой энергетической системы Европейской части СССР т. Нахапетяну в 2-х недельный срок представить предложения руководству Министерства о временном размещении ЦДУ ЕЭС СССР и месте строительства служебно-производственного здания для указанного диспетчерского управления и для вычислительного центра Министерства.

Министр энергетики и электрификации СССР

П. НЕПОРОЖНИЙ

*Приказ об организации ЦДУ ЕЭС СССР, 1967 год*

СССР К. Д. Лаврененко. В техническом задании определялся состав объединенных энергосистем, структура ГДУ и требования к проекту архитектурно-строительной части отдельного здания общей площадью 4500–5000 м<sup>2</sup>. Подробно были описаны требования к системам связи и телемеханики и к вычислительной технике. Проектное задание планировалось выполнить всего за год, и 28 сентября 1967 года вышел приказ Минэнерго СССР № 185, гласящий:

*«Совет Министров СССР распоряжением от 23 сентября 1967 года 2254р принял предложение Минэнерго СССР, согласованное с Госпланом СССР, об организации в 1967 году в г. Москве в составе этого министерства для оперативно-диспетчерского руководства работой объединенных энергетических систем страны Центрального диспетчерского управления Единой энергетической системы СССР в пределах общей численности и фонда заработной платы работников, установленных Министерству на 1967 год. Разрешил, в виде исключения, Минэнерго СССР строительство в г. Москве служебно-производственного здания площадью 7 тысяч кв. метров для указанного диспетчерского управления и для вычислительного центра этого Министерства.*

*Во исполнение указанного распоряжения Совета Министров СССР приказываю:*

*Организовать в составе Министерства Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы СССР (ЦДУ ЕЭС СССР).*

*Начальникам ОДУ ЕЭС Европейской части т. Нахапетяну и Управления по нормированию труда и заработной плате т. Кнорре в 2-недельный срок представить предложению руководству Министерства по структуре и штатам ЦДУ ЕЭС СССР.*

*Начальникам хозяйственного управления т. Тихомирову и Объединенного диспетчерского управления Единой энергетической системы Европейской части СССР т. Нахапетяну в 2-недельный срок*

*представить предложение руководству Министерства о временном размещении ЦДУ ЕЭС СССР и месте строительства служебно-производственного здания для указанного диспетчерского управления и для вычислительного центра Министерства.*

*Министр энергетики и электрификации СССР П. Непорожний»*

В течение 1968 года шло согласование множества организационных вопросов, а также выбор площадки для строительства. Проект положения о ЦДУ ЕЭС СССР впервые рассматривался на заседании коллегии Минэнерго 6 января 1969 года, а уже 11 марта «Положение о ЦДУ ЕЭС СССР» было утверждено министром. Представлял проект положения **Георгий Антонович Черня**<sup>16</sup>, специалист с большим опытом работы в отрасли, как на электростанциях, так и в аппарате Минэнерго. Он был назначен и на должность первого руководителя (главного инженера) ЦДУ.

В течение года длился переходный этап. Минэнерго выделило в пятом подъезде своего здания несколько кабинетов, в которых разместились первые сотрудники ЦДУ. В первую очередь был организован небольшой диспетчерский зал с мнемоническим щитом со схемой основной сети формирующейся ЕЭС. Щит был «слепым» – без каких бы то ни было устройств телеизмерений и телесигнализации. В этом помещении, оборудованном средствами связи, разместились инженеры-информаторы, круглосуточно собиравшие информацию об имевших место нарушениях и происшествиях в работе энергосистем, оборудования электрических станций и электрических сетей для подготовки доклада руководству Минэнерго. Служба разрабатывала способы получения и формы выдачи оперативной технической информации, проводила анализ использования мощностей электростанций в часы максимума нагрузки. На основании этой информации

---

<sup>16</sup> *Георгий Антонович Черня (1922–1997) – главный инженер ЦДУ ЕЭС СССР в 1969–1985 гг. (стр. 407).*

планировались и осуществлялись мероприятия по уменьшению ограничений мощности, велся контроль использования различных групп оборудования ТЭС, в том числе энергоблоков 150–1200 МВт. На базе выполняемых инженерных расчетов разрабатывались рекомендации и указания, направленные на повышение эффективности использования высокоэкономичных групп оборудования ЕЭС. Таким образом, эффективность загрузки генерирующего оборудования стала первой задачей создаваемого ЦДУ.

Следующим шагом в 1969 году было создание в ЦДУ ЕЭС службы АСДУ, на которую возлагалась обязанность организации работ по созданию отраслевой автоматизированной системы управления ОАСУ «Энергия» и ее важнейшего звена – автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС СССР. Службу АСДУ возглавил заместитель начальника службы релейной защиты ОДУ ЕЭС **Владимир Александрович Семенов**<sup>17</sup>, выдающийся специалист и прекрасный организатор. Учитывая полное отсутствие в нашей стране чего-либо подобного АСДУ, он первым делом занялся изучением зарубежного опыта, а также подбором кадров, способных решать поставленные перед ЦДУ ЕЭС задачи.

Самым важным шагом по формированию высшего уровня диспетчерского управления стал приказ министра энергетики и электрификации № 394 от 18 декабря 1969 года о присоединении ОДУ ЕЭС к ЦДУ ЕЭС СССР. До конца года в подчинение ЦДУ ЕЭС перешли ОДУ Средней Азии, ОДУ Закавказья, ОДУ Юга, ОДУ Северо-Запада и ОДУ Средней Волги. Остальные ОДУ присоединились несколько позднее: ОДУ Северного Кавказа перешло в подчинение ЦДУ ЕЭС в 1970 году, ОДУ Урала и ОДУ Сибири – в 1971-м, а ОДУ Казахстана – в 1973 году.

---

<sup>17</sup> *Владимир Александрович Семенов (1927–2010) – с 1972 г. – заместитель главного инженера ЦДУ ЕЭС СССР (стр. 399).*

Начальником ЦДУ ЕЭС в начале 1970 года был назначен **Константин Сергеевич Сторожук**<sup>18</sup>, бывший до этого начальником Главвостокэнерго, выходец из Кузбасской энергосистемы. Такое неожиданное решение было связано с тем, что в конце 1969 года скоропостижно скончался начальник ОДУ ЕЭС К. Т. Нахапетян, возглавлявший всю работу по созданию новой структуры оперативно-диспетчерского управления Единой энергетической системы страны и который, с его опытом и организаторскими способностями, несомненно был первым кандидатом на должность начальника ЦДУ ЕЭС.

Таким образом, в начале 1970 года начался новый период в истории развития и совершенствования системы оперативно-диспетчерского управления Единой энергетической системы страны.

Коллектив ОДУ ЕЭС, ставший основой коллектива ЦДУ, был пополнен как за счет привлечения опытных квалифицированных кадров, так и молодых подающих надежды специалистов.

В процессе формирования нового коллектива проявились лучшие качества первого начальника.

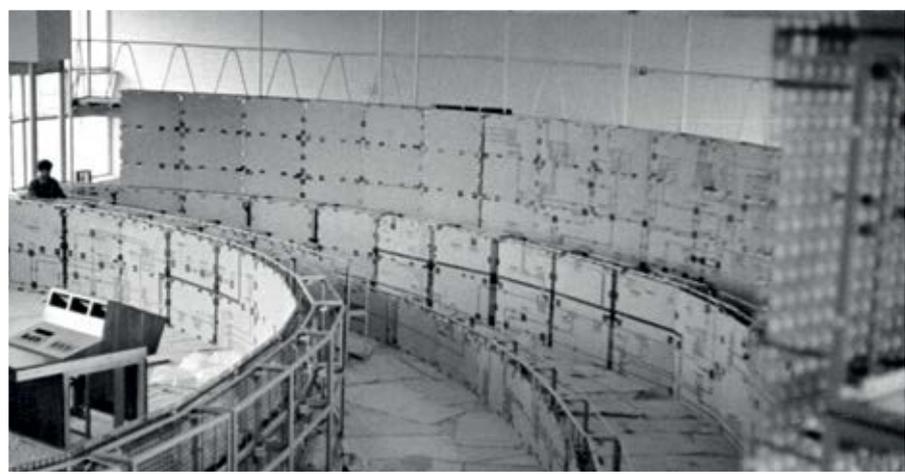
### Строительство здания ЦДУ

В 1972 году началось строительство здания ЦДУ ЕЭС на площадке, вплотную примыкающей к зданию Министерства энергетики и электрификации в Китайском (ныне Китайгородском) проезде. Это было личным требованием министра энергетики П. С. Непорожного, который видел создающееся ЦДУ своим важнейшим инструментом контроля

---

<sup>18</sup> *Константин Сергеевич Сторожук (1921–1993) – начальник ЦДУ ЕЭС СССР в 1970–1977 гг. (стр. 402).*

производственной деятельности Главных управлений министерства. В соответствии с проектом здания, кабинет начальника ЦДУ ЕЭС и зал селекторных совещаний находились всего в 25 метрах от кабинета министра.



*Строительство диспетчерского щита в новом здании  
ЦДУ ЕЭС СССР, 1970-е годы*

Вся организация строительства здания легла на отдел капитально-го строительства, на должность начальника которого был приглашен **Макар Витальевич Сверчков**<sup>19</sup>, впоследствии заместитель начальника ЦДУ ЕЭС.

Строительство нового здания шло трудно, так как фактически никаких типовых решений для ЦДУ не было и быть не могло. Уникальный диспетчерский зал, помещения для вычислительной техники, средств

<sup>19</sup> *Макар Витальевич Сверчков (1933–2014) – заместитель начальника (впоследствии генерального директора) по общим вопросам и капитальному строительству ЦДУ ЕЭС СССР в 1973–1993 гг. (стр. 398).*

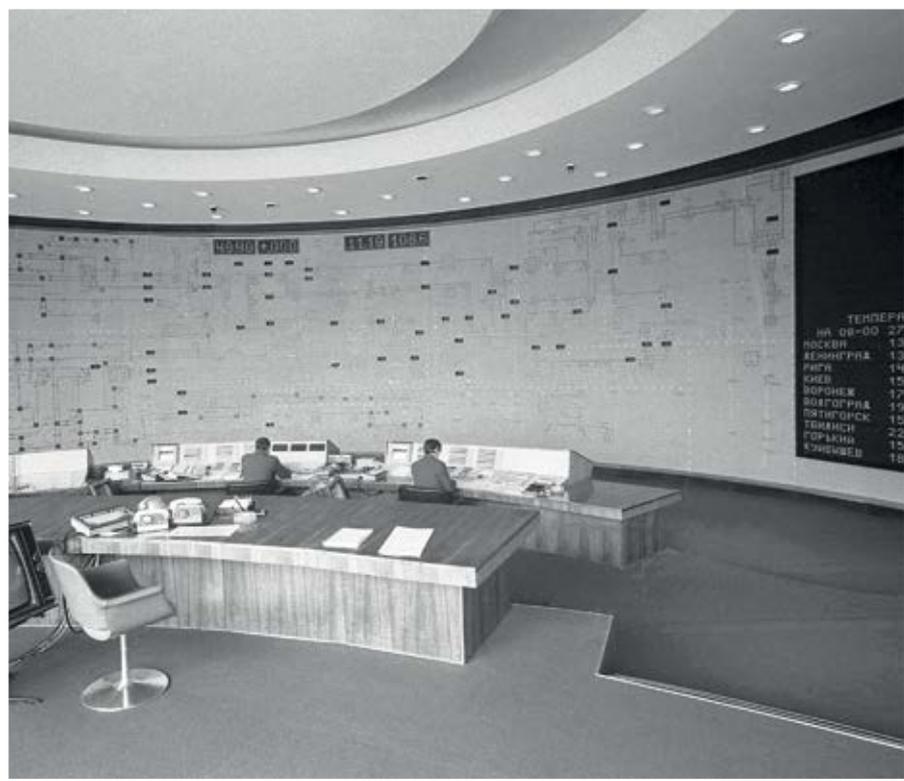
связи и телемеханики, пронизывающие все здание силовые кабели и кабели связи – все требовало особого внимания, как в ходе строительства, так и при монтаже и наладке.

Поскольку создание автоматизированной системы диспетчерского управления началось фактически с нуля, и в работе над ней принимало участие много научно-исследовательских, проектных институтов и предприятий, то для лучшей координации их действий в ЦДУ ЕЭС, в дополнение к существовавшей с 1969 года службе АСДУ, были созданы более узкоспециализированные службы: отраслевой автоматизированной системы управления (ОАСУ), информационного обеспечения (ИО), разработки средств оперативного управления (РСОУ), математического обеспечения (МО) и вычислительной техники оперативно-го управления – ВТОУ. Ответственным за деятельность этих служб, обеспечивавших внедрение систем автоматизированного диспетчерского управления, стал В. А. Семенов, назначенный заместителем главного инженера ЦДУ ЕЭС.

Пока велось строительство нового диспетчерского щита, продолжалось совершенствование средств вычислительной техники, обеспечивающих функционирование старого диспетчерского центра на Раушской набережной. В 1971–1972 годах там была введена в строй ЭВМ М-222, поскольку БЭСМ-4 уже не обеспечивала всей потребности в машинном времени. Затем на базе двух ЭВМ ЕС-1010В фирмы «Видеотон», установленных в аппаратной связи, начал формироваться оперативно-информационный комплекс (ОИК), остающийся по сей день основным вычислительным комплексом оперативно-диспетчерского управления. За это время он пережил несколько модификаций и модернизаций, и сейчас диспетчеры используют для управления энергосистемой ОИК образца 2007 года.

Эксплуатация обеих ЭВМ была налажена с высокой степенью надежности. Персонал работал творчески – вносилось много усовершенствований, рационализаторских предложений. Проводились работы

по внедрению новых устройств: речевого ввода, графопостроителя, дисплеев. Совместно с научно-исследовательскими институтами велись разработки специального математического обеспечения – расчет автоматической частотной разгрузки, вывод результатов расчетов установившегося режима на печать в виде реальной схемы сети с нанесенными потоками и напряжением в узлах и др. Осваивались языки программирования высокого уровня – АЛГОЛ, Фортран, ПЛ и др. Большое внимание уделялось усовершенствованию системного математического обеспечения.



*Диспетчерский зал ЦДУ ЕЭС СССР в новом здании в Китайском (сейчас – Китайгородском) проезде, 1976 год*

Огромное значение в системе оперативно-диспетчерского управления имеет обеспеченность диспетчерских центров надежными средствами связи и телекоммуникации. Начальником службы телемеханики и связи был назначен Петр Николаевич Соловьев, опытный специалист из Мосэнерго. Служба принялась за организацию и внедрение средств телемеханики и связи строящегося диспетчерского центра, а также продолжала обеспечивать эксплуатацию и совершенствование средств телемеханики и связи в здании на Раушской набережной – до момента переезда диспетчеров ЦДУ ЕЭС на новый диспетчерский щит.

Для технического обеспечения работы ЦДУ ЕЭС СССР началось строительство сетей внутриведомственной связи. Основой сети стали три кабельных магистрали, охватывающие северо-запад, юг и восток страны. Северо-западная связала Смоленскую, Ленинградскую, Тверскую и Московскую области, а также Белоруссию и Прибалтику. Южный кабель, проходя через Воронежскую область, соединил Москву и Украину. Самая большая по протяженности – восточная магистраль – протянулась до Владивостока. Для реализации этого проекта было проложено более 25 тыс. км кабельных линий.

В 1975 году началось постепенное заселение здания. Производственные службы на Раушской набережной должны были переезжать в последнюю очередь – к моменту пуска нового диспетчерского щита. Диспетчерский щит в новом здании ЦДУ был введен в октябре 1976 года. Он был оснащен комплексом средств отображения оперативной информации в виде цифровых приборов, информационного табло, цветных и черно-белых дисплеев, системой сбора оперативно-диспетчерской и технологической информации и многомашинным комплексом на базе ЭВМ третьего поколения.

Комплекс состоял из двух малых ЭВМ «Видеотон» 1010Б и двух универсальных ЭВММ-4030. Они обеспечивали прием, обработку телеинформации и управление средствами отображения, ведение суточной

диспетчерской ведомости, прием и обработку производственно-статистической информации, поступающей от ОДУ и энергосистем Центра с помощью аппаратуры передачи данных, а также решение задач планирования режимов. Управление диспетчерским щитом осуществлялось с помощью специализированной управляющей машины ТА-100, а при ее повреждении – от ЭВМ «Видеотон» 1010Б. Малые ЭВМ работали в режиме автоматического резервирования и, кроме задач приема, обработки и отображения, обеспечивали автоматическую передачу телеинформации и данных суточной ведомости в одну из универсальных ЭВМ.

На мозаичном щите ЦДУ установили первые цифровые приборы группового наблюдения, изготовленные на небольшом отраслевом предприятии ЦЛЭМ в составе Тулаэнерго и Киевском опытном заводе треста «Союзэнергоавтоматика». До этого, на старом щите на Раушской набережной, диспетчеры получали информацию о параметрах режима ЕЭС только с индивидуальных приборов, установленных перед диспетчером на пульте управления.

В диспетчерском пункте на Раушской осталось в дежурном режиме работать всего несколько человек. Старый щит отключили не сразу. Первое время он оставался в «горячем резерве».

## Развитие ОДУ

С переходом ОДУ в подчинение ЦДУ начался процесс ускоренного преобразования малочисленных и технически слабо оснащенных местных диспетчерских центров в современные мощные подразделения всесоюзной системы. Работы по реформированию ОДУ решили провести по схеме формирования центрального аппарата ЦДУ. Для каждого объединенного диспетчерского управления было решено построить новое

здание, оснастить его современной техникой, а коллектив пополнить лучшими специалистами.

М. В. Сверчков, начальник отдела капитального строительства, а затем заместитель начальника ЦДУ ЕЭС, так вспоминает этот период: *«ОДУ на местах тогда представляли собой слабо оснащенные в техническом отношении организации, размещенные на малоприспособленных для этих целей площадях. ОДУ Северо-Запада в г. Риге базировалось в двух квартирах старого дома на четвертом этаже. ОДУ Средней Волги в г. Куйбышеве – в подсобных помещениях здания местного отделения института «Энергосетьпроект». ОДУ Востока в г. Хабаровске – в разных нежилых помещениях РЭУ «Хабаровскэнерго». Не лучшие обстояли дела и с остальными».*

Чтобы решить вопрос о строительстве зданий и оснастить их современной техникой, был подготовлен приказ министра энергетики и электрификации СССР от 25 октября 1971 года № 276, который определил проблему и пути решения не только строительства этих зданий, но и создания отраслевой автоматизированной системы управления.

Чтобы обойти существовавшие в те времена бюрократические запреты на строительство административных зданий, строящиеся здания ОДУ фигурировали во всех документах как «Зональные управляющие вычислительные центры».

Новые здания ОДУ размещались в республиканских и областных столицах, что предъявляло высокие требования к их внешнему облику. Все здания строились по индивидуальным проектам и каждое из них стало настоящим украшением города, в котором находилось.

Первым было решено строить здание ОДУ Северо-Запада в Риге. Строительство велось ударными темпами. Это был образцово-показательный объект, и до сих пор это здание является памятником архитектуры города.



*Здание ОДУ Северо-Запада в Риге, 1970-е годы*



*Диспетчерский зал ОДУ Северо-Запада в Риге, 1976 год*

## Развитие генерирующих объектов и межсистемных связей

Развитие энергетики в 1970-х годах шло бурными темпами, ежегодно вводилось до 10 тыс. МВт новых мощностей на тепловых, атомных и гидроэлектростанциях. Промышленность освоила массовое производство энергоблоков 300, 500 и 800 МВт.

В 1970-х годах установленная мощность электростанций страны увеличилась на 52 % и достигла 251 млн кВт, однако темпы роста установленной мощности по сравнению с прошлым десятилетием начинают замедляться.

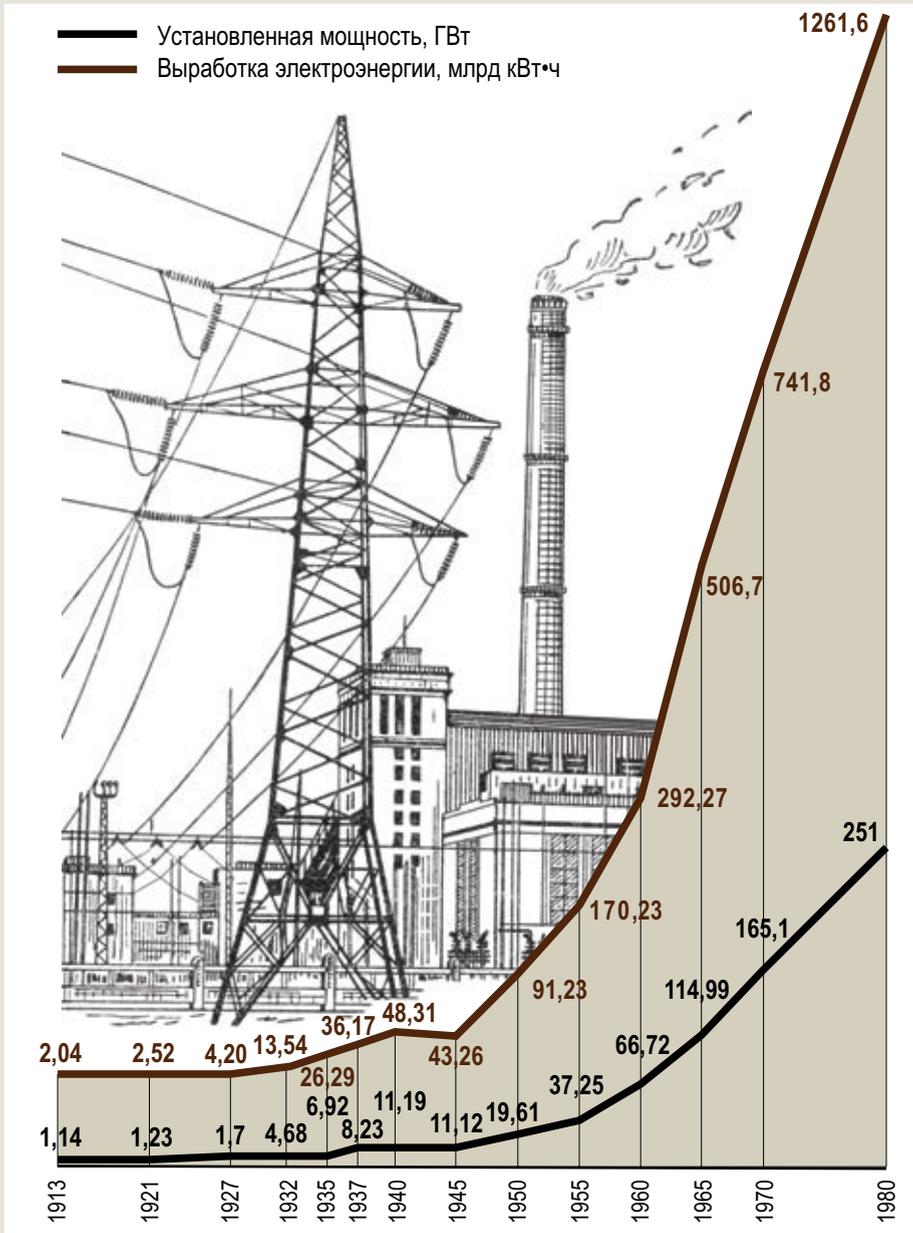
Основной прирост генерирующих мощностей на тепловых электростанциях страны в эти годы обеспечивали энергоблоки 200 и 300 МВт, а также высокоэкономичное оборудование ТЭЦ на 130 и 240 атм. На атомных электростанциях шло освоение блоков **РБМК**<sup>20</sup> 1000 МВт (Ленинградская, Курская, Чернобыльская АЭС) и **ВВЭР**<sup>21</sup> 400 МВт. Однако участие атомных электростанций в общей выработке электроэнергии к концу десятилетия составило пока всего около 4 %.

Увеличилась относительная и абсолютная доля мазута в структуре органического топлива, используемого для выработки тепла и электроэнергии. Так, с 1970 по 1979 год удельный вес мазута в используемом топливе увеличился с 24 до 33 %, а абсолютный расход мазута в 1979 году превысил 100 млн т.

---

<sup>20</sup> *Реактор большой мощности канальный – разработан в СССР, впервые введен в эксплуатацию в 1973 году на Ленинградской АЭС.*

<sup>21</sup> *Водо-водяной корпусной энергетический реактор – разработан в СССР, впервые введен в эксплуатацию в 1964 году на Нововоронежской АЭС.*



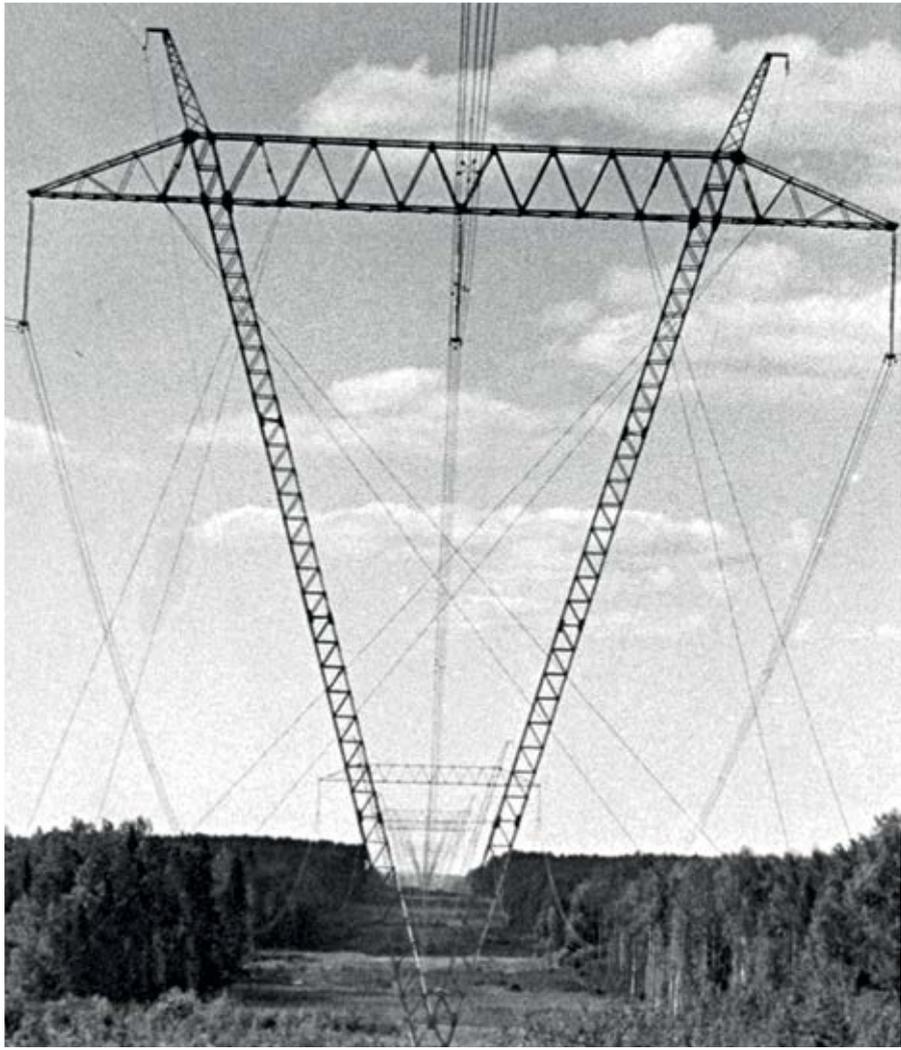
*Установленная мощность электростанций и выработка электроэнергии в 1913–1980 гг. (на основе данных «Электрификация СССР. Под редакцией П. С. Непорожного». Издательство «Энергия», Москва, 1967 г.)*

*Выработка электроэнергии в стране за 10 лет возросла на 70 % и составила к 1980 году 1261,6 млрд кВт•ч.*

В 1970-е годы в СССР строились крупные гидроэлектростанции – Чиркейская ГЭС в Дагестане, Токтогульская ГЭС в Киргизии, Ингури ГЭС в Грузии, Нурекская ГЭС в Таджикистане. Строительство многих из них было связано с огромными капиталовложениями. В связи с трудоемкостью работ, а также по ряду других причин сроки окончания строительства неоднократно переносились на более позднее время. В управлении гидроэнергетическими ресурсами страны огромную роль в этот период сыграла служба оптимизации гидроэнергетических режимов ЦДУ, которую возглавлял Владислав Александрович Степанов.

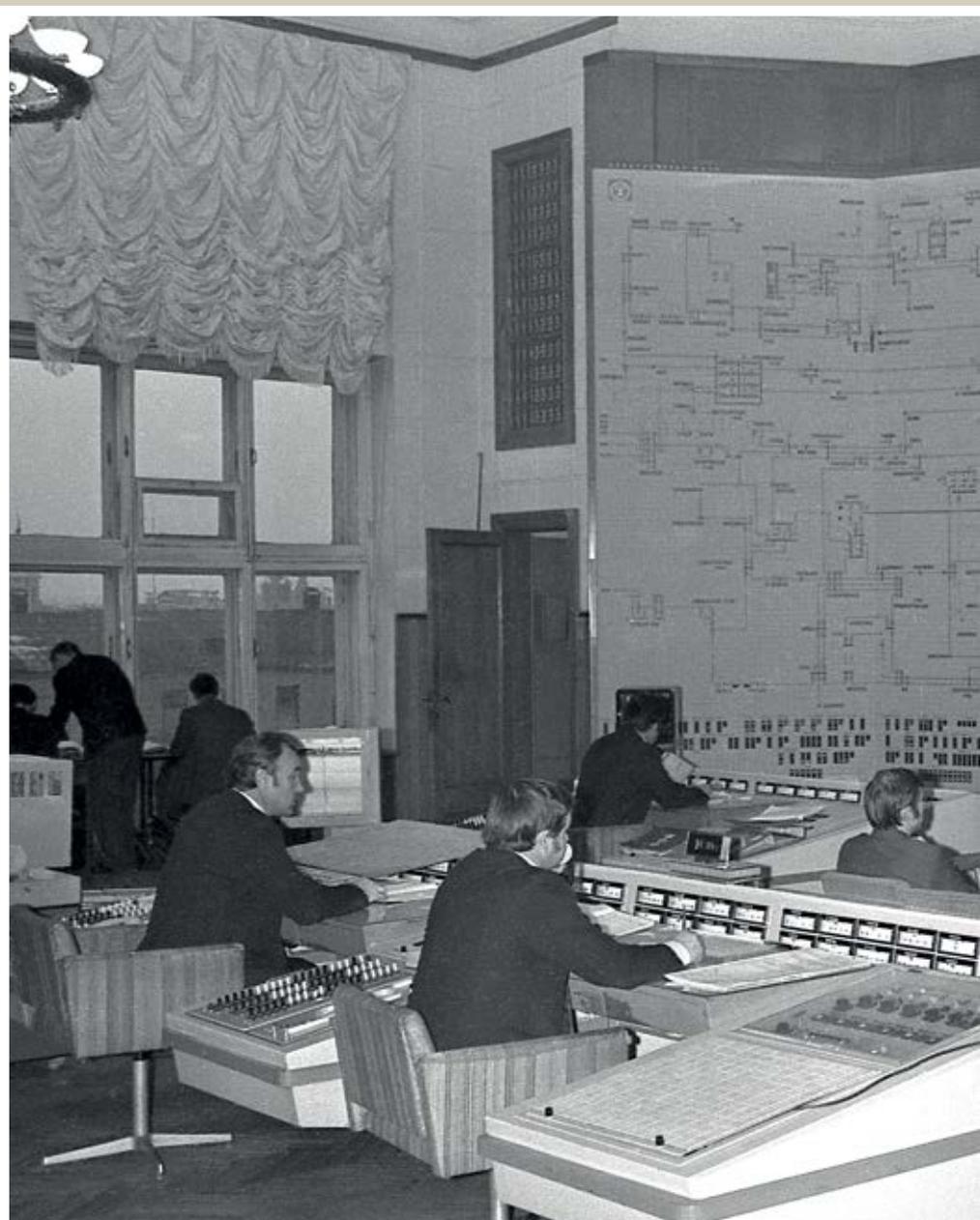


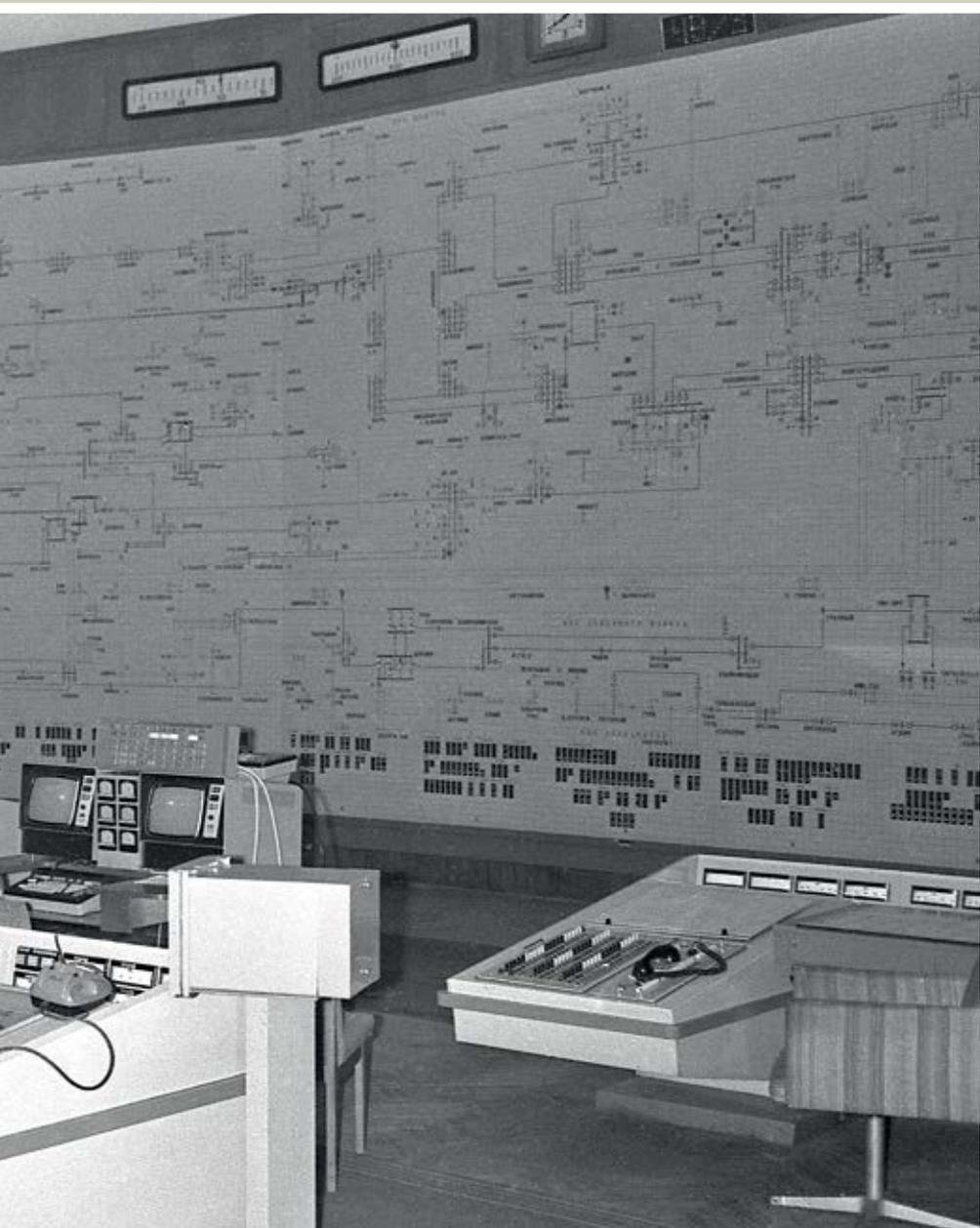
*Строительство Чиркейской ГЭС, 1974 год*



*ЛЭП 750 кВ Конаково – Ленинград, 1978 год*

Это десятилетие стало также временем интенсивного строительства межсистемных линий электропередачи. Были введены в строй новые ВЛ напряжением 500 и 750 кВ: в 1974 году – ВЛ 500 кВ Нововоронежская





*Диспетчерский зал ЦДУ ЕЭС СССР на Раушской набережной, 1972 год*

АЭС – Донбасс, обеспечившая устойчивую параллельную работу ОЭС Юга и Центра; в 1975-м построенная всего за один год уникальная ВЛ 750 кВ Конаково – Ленинград обеспечила расширение перетоков между ОЭС Центра и Северо-Запада; в 1978-м с окончанием строительства линии электропередачи Луч – Чебоксарская ГЭС была окончательно сформирована третья цепь транзита 500 кВ Центр – Средняя Волга; в 1976 году с вводом линии 500 кВ Сокол – Есиль – Целиноград осуществлено присоединение ОЭС Казахстана к ЕЭС по сети 500 кВ; в 1978-м линия 500 кВ Заря – Барнаул образовала транзит 500 кВ Урал – Казахстан – Сибирь, по которому Объединенная энергосистема Сибири включилась в параллельную работу с ЕЭС Советского Союза, после чего облик Единой энергетической системы СССР фактически был сформирован.

В процессе формирования ЕЭС усиливались существующие связи и расширялись возможности обмена мощностями между ОЭС, что было чрезвычайно актуально ввиду создававшихся в отдельных энергообъединениях разрывов между приростом потребления и вводом новых генерирующих мощностей.

К концу десятилетия с вводом в работу в 1979 году ЛЭП 750 кВ Западноукраинская – Альбертирша и образованием транзита 750 кВ Донбасс – Днепр – Винница – Западноукраинская – Венгрия началась параллельная работа с энергосистемами стран Восточной Европы. А на востоке страны по двухцепной ВЛ 220 кВ на параллельную работу подключилась энергосистема Монголии.

Высокие темпы развития электроэнергетики и расширения границ Единой энергосистемы страны требовали централизованной координации всего процесса развития. В сложившейся ситуации закономерным решением стало расширение роли и функций службы перспективного развития ЦДУ ЕЭС. Она прогнозировала рост нагрузок потребления, определяла оптимальное размещение и координировала строительство новых электростанций и межсистемных электрических связей.

## Противоаварийная автоматика

Для наиболее эффективного использования пропускной способности межсистемных связей активно внедрялись комплексы противоаварийной автоматики, в создании и развитии которых непосредственное участие принимал персонал служб оптимизации электрических режимов (ОЭЛР) и службы релейной защиты и автоматики (РЗА) ЦДУ.

Проектирование и заказ оборудования для устройств противоаварийной автоматики, позволяющих более полно использовать пропускную способность линий электропередачи, в то время производились только в привязке к отдельной строящейся линии. Поэтому специалисты службы ОЭЛР в тесном взаимодействии с коллегами из службы релейной защиты самостоятельно разрабатывали технические задания на установку устройств противоаварийной автоматики на уже существующих энергетических объектах. В обязанности службы РЗА входили разработка схем устройств противоаварийной автоматики и определение видов и типов аппаратуры, необходимой для внедрения на энергообъектах. Конечная реализация проектов осуществлялась уже на подстанциях и электростанциях силами и ресурсами местного релейного персонала, под руководством и контролем кураторов службы релейной защиты и автоматики ЦДУ ЕЭС.

В 1970-е годы были введены в эксплуатацию комплексы противоаварийной автоматики на электропередачах Куйбышев – Москва, Волгоград – Москва, Северо-Запад – Центр, Центр – Юг, Братск – Иркутск, Братск – Красноярск – Кузбасс, колец 500 кВ в ОЭС Урала и Средней Волги, а также энергоузлов Конаковской, Костромской ГРЭС и др.

*К окончанию 1979 года к исполнительным цепям противоаварийной автоматики было подключено 280 турбогенераторов на 49 АЭС, ТЭС и ТЭЦ, 179 гидрогенераторов на 19 ГЭС и около 15 500 МВт мощности потребителей.*

### Автоматизация управления режимом

Расчеты электрических режимов и токов короткого замыкания производились в 1970-е годы уже на более высоком качественном уровне, с использованием ЭВМ. Однако непрерывное расширение электрической сети, вводы новых генерирующих мощностей приводили к увеличению объемов расчетов и времени. Возросшая нагрузка ложилась на плечи сотрудников служб электрических режимов и релейной защиты.

В ОДУ и ЦДУ ЕЭС активно шло внедрение вычислительной техники. Сначала это были ЭВМ второго поколения БЭСМ-4 и М-222, на которых диспетчерская служба производила расчеты оптимизации распределения нагрузок электростанций для суточного графика, а служба РЗА – расчеты токов короткого замыкания для выбора уставок устройств релейной защиты основной электрической сети ЕЭС. Для службы оптимизации электрических режимов были внедрены программы расчетов установившихся режимов и динамической устойчивости, расчета уставок автоматической частотной разгрузки и частотного автоматического повторного включения. Служба оптимизации энергетических режимов использовала ЭВМ для учета выработки электроэнергии и межсистемных перетоков, прогнозирования нагрузок потребления.

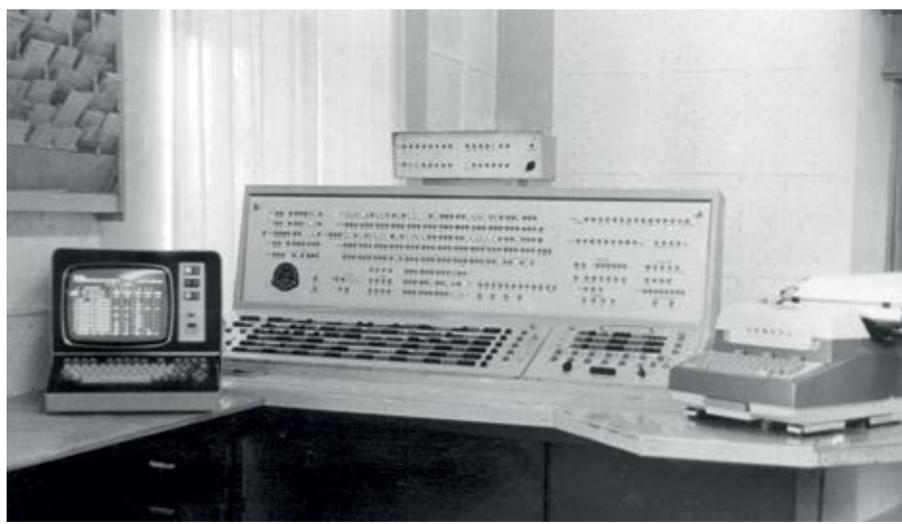
В середине 1970-х на базе ЭВМ серии ЕС были разработаны и внедрены пока еще одноуровневые АСДУ, которые вывели технологию расчета и ведения режимов на новый уровень, коренным образом изменили



*Оператор СВТ ОДУ Сибири Н. И. Алексеева за пультом ЭВМ М-220,  
1970 год*



*Л. Я. Сулейманова за пультом ЭВМ второго поколения М-220А.  
ОДУ Урала, 1970-е годы*



*Модернизированный пульт управления ЭВМ БЭСМ-4  
ОДУ Средней Волги, 1971 год*



*Служба вычислительной техники ОДУ Востока у панели БЭСМ-4М,  
1977 год*

работу диспетчерского персонала, дав ему в руки качественно новый инструмент управления динамично развивающейся ЕЭС СССР.

Информация из АСДУ отображается и на щите, и на рабочих местах диспетчеров. На щитах появляются многочисленные приборы общего пользования и информационные табло, что позволяет значительно увеличить объем информации о контролируемых диспетчером параметрах энергосистемы.

Рабочие места диспетчеров оборудуют мониторами, роль которых на первое время играют обычные телевизоры и первые дисплеи «Видеотон». Автоматизируется составление диспетчерской ведомости, появляется возможность архивирования параметров электрических режимов.

## **В условиях энергодефицита**

К концу десятилетия система единого диспетчерского управления охватывала всю территорию СССР, за исключением работающих автономно ОЭС Востока и Средней Азии. В европейской части страны была сформирована сеть линий электропередачи 500 и 750 кВ, на тепловых электростанциях началось строительство и освоение энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт, постепенно увеличивалась доля выработки электроэнергии атомными электростанциями. Однако, несмотря на такие внешне благоприятные условия, фактически положение в ЕЭС СССР во второй половине 70-х годов прошлого столетия постепенно стало ухудшаться: нарастал дефицит мощности.

Из-за высоких темпов строительства все чаще в эксплуатацию принимались объекты со значительными строительными недоделками, в результате новое оборудование участвовало в выработке электроэнергии в ограниченном объеме. Большое количество мазута,

используемого в те годы для производства электроэнергии и тепла, ставило надежность поставок в зависимость от наличия цистерн у железнодорожников или у нефтеперерабатывающих заводов, а также состояния путевого хозяйства железной дороги. При недостатке мазута во избежание полного останова ТЭС производилось вынужденное маневрирование со значительной разгрузкой энергоблоков, что еще больше усугубляло дефицит мощности в ЕЭС. При этом, если в одних ОЭС (Центра, Средней Волги, Урала, Северного Казахстана) дефицит только возрастал, то в некоторых других ОЭС (Северо-Запада, Юга) образовался избыток мощности, выдать которую в соседние ОЭС было невозможно из-за ограниченной пропускной способности межсистемных связей.

Еще одной проблемой была неопределенность с обеспеченностью гидроэнергоресурсами. Катастрофически низкая водность Волжско-Камского каскада в 1975 году, маловодность Ангары и Байкала в конце 1970-х – начале 1980-х годов вызвали напряженность с ведением режимов и ввод ограничений, а порой и более серьезные последствия.

Наличие непокрываемого дефицита мощности заставляло диспетчеров ЦДУ и ОДУ планировать режимы ЕЭС с полной загрузкой всего генерирующего оборудования электростанций в дефицитных зонах и максимального использования пропускной способности межсистемных линий электропередачи.

Специалисты ЦДУ прикладывали максимум усилий для обеспечения надежности энергоснабжения потребителей. Служба оптимизации теплоэнергетических режимов активно участвовала в планировании балансов электрической энергии и мощности и планировании ремонтов оборудования станций, чтобы обеспечить необходимую загрузку имеющегося оборудования. Служба оптимизации гидроэнергетических режимов планировала режимы работы ГЭС исходя из максимально возможного использования гидроресурсов с учетом имеющихся ограничений, накладываемых другими пользователями.

Складывающиеся балансы заставляли диспетчерские службы ЦДУ и ОДУ планировать суточные графики с максимальным использованием мощности электростанций ОЭС Северо-Запада и Юга и пропускной способности транзита Центр – Средняя Волга – Урал – Казахстан, с вводом ограничений потребителей в дефицитных ОЭС. Низкая эффективность плановых ограничений заставляла диспетчеров ЦДУ и ОДУ прибегать к принудительному отключению потребителей, что, впрочем, зачастую не давало того эффекта, на который рассчитывали.



*Начальник службы оптимизации гидроэнергетических режимов  
А. К. Руднев планирует режимы работы ГЭС, 1970-е годы*

Показатели качества отпускаемой потребителям электроэнергии постепенно ухудшались. Если в течение 1970–1975 годов ЕЭС работала с частотой  $50 \pm 0,1$  Гц от 75 до 92 % времени, а снижение частоты

в ЕЭС ниже 49,5 Гц было аварийным чрезвычайным событием, то начиная с 1976 года частота ниже 49,8 Гц становится едва ли не нормой. Зачастую удержать целостность ЕЭС диспетчеру помогали лишь отключавшие потребляемую мощность устройства противоаварийной автоматики – САОН и АЧР.

Диспетчерская служба ЦДУ работала в крайне напряженном режиме. Ее рабочий день зачастую начинался с того, что заместитель министра энергетики Советского Союза приходил на щит, садился вместе с диспетчерами и встречал утренний максимум нагрузки, а затем приходил вечером и встречал максимум вечерний. Но чудес не бывает – несмотря на все усилия, частота в ЕЭС снижалась. Возникали режимы, грозящие перейти в аварийные, и диспетчеры ЦДУ были вынуждены давать команды на отключения потребителей.



*Руководители и начальники служб ЦДУ ЕЭС СССР в новом диспетчерском зале. Слева направо: В. А. Степанов, М. А. Беркович, М. Г. Портной, Г. А. Черня, К. С. Сторожук, В. Т. Калита, В. С. Зябликов, С. А. Совалов, Б. Д. Сюткин, 1977 год*

Для руководства региональных энергосистем основной заботой были собственные потребители, о чем постоянно напоминали местные партийные и советские органы власти. Поэтому на местах распоряжения диспетчеров ЦДУ зачастую блокировались в угоду интересам хозяйствующих субъектов того или иного региона. На то, что невыполнение распоряжений диспетчеров ЦДУ может привести к всесоюзной межсистемной аварии, просто закрывали глаза, надеясь, что диспетчеры «как-нибудь выкрутятся». Чтобы преодолеть сопротивление, приходилось оказывать воздействие сразу по нескольким каналам – диспетчеры давали распоряжения диспетчерам, руководители давили на руководителей. Но мощностей все равно не хватало. Чтобы хоть как-то исправить ситуацию, приходилось загружать сети по максимуму пропускной способности. Отдельные электропередачи, такие как Северо-Запад – Центр, Юг – Центр практически круглые сутки работали с максимально допустимыми перетоками, обеспеченными только противоаварийной автоматикой, – на грани риска.

## **Показательная авария**

В таких условиях отказ автоматики мог иметь далеко идущие последствия, что и случилось 31 мая 1979 года. Стояла жаркая погода, нагретые солнцем провода провисли, а подросшие деревья под ЛЭП 330 кВ Курская АЭС – Железнодорожск с перетоком мощности порядка 700 МВт по недосмотру бригады сетевиков оказались не вырубленными. Возникло короткое замыкание на крону. Противоаварийная автоматика при отключении линии 330 кВ и набросе активной мощности на связи Юг – Центр отработала не полностью, что привело к нарушению устойчивости и разделению ЕЭС на несколько изолированных

частей. Отделились ОЭС Северо-Запада, разделившаяся в свою очередь на три части, ОЭС Украины с отделившейся от нее ОЭС стран СЭВ, ОЭС Казахстана и Сибири, полностью погасла Смоленская энергосистема, а в оставшихся на параллельной работе ОЭС Центра, Средней Волги и Урала частота стала ниже 49 Гц. В результате автоматика предотвращения снижения частоты отключила потребителей общим объемом порядка 5 тыс. МВт.

Как показало расследование, диспетчеры ЦДУ и ОДУ в создавшейся аварийной ситуации действовали правильно. Быстро мобилизовав все необходимые ресурсы, они в кратчайшие сроки синхронизировали части системы и смогли подключить отключенных потребителей. Но после «разбора полетов» виновным в аварии было признано именно Центральное диспетчерское управление, которое обвинили в том, что если одно короткое замыкание смогло «положить» всю систему, то это результат неправильно рассчитанных режимов.

Каждый случай перехода на вынужденный режим оформлялся документально – составлялась бумага за подписью заместителя министра энергетики, в которой говорилось, что в сложившихся условиях, с целью сокращения объема ограничения потребителей тот или иной участок переводится на «вынужденный режим работы». Когда шло разбирательство, руководство ЦДУ, пытаясь оправдаться, предъявило комиссии бумаги за подписью заместителя министра, но это не помогло. Последовал вполне резонный ответ: подавая бумагу на подпись руководству министерства, диспетчеры не приложили к ней перечень всех возможных угроз принятия такого решения, т. е. не предупредили о возможных последствиях.

Впрочем, причина столь масштабного развития аварии была ясна всем. В условиях дефицита электрической энергии и мощности диспетчерские центры ЕЭС старались использовать пропускные способности электропередач по максимуму, допуская длительные периоды работы

межсистемных связей ЕЭС в вынужденном режиме. 31 мая 1979 года было получено наглядное доказательство тому, что работа в вынужденном режиме чревата весьма тяжелыми последствиями и допускать ее можно лишь в исключительных случаях. Кроме того, еще раз было подтверждено, что всю ответственность за надежную работу ЕЭС несут именно диспетчеры ЦДУ и ОДУ.

## Первые шаги ОДУ Центра

Незадолго до этой системной аварии – в 1978 году – руководство министерства приняло решение о замене начальника ЦДУ К. С. Сторожука. Возможно, причиной увольнения стали его личные качества и аппаратные игры, поскольку влияние Константина Сергеевича в отрасли росло. Он легко мог указать любому из равных ему по статусу руководителей главков на недостатки и потребовать их исправления. В итоге, после очередного рассмотрения проблемы энергодефицита в высших эшелонах власти, «неудобный» руководитель ЦДУ стал первой жертвой сложившейся ситуации.

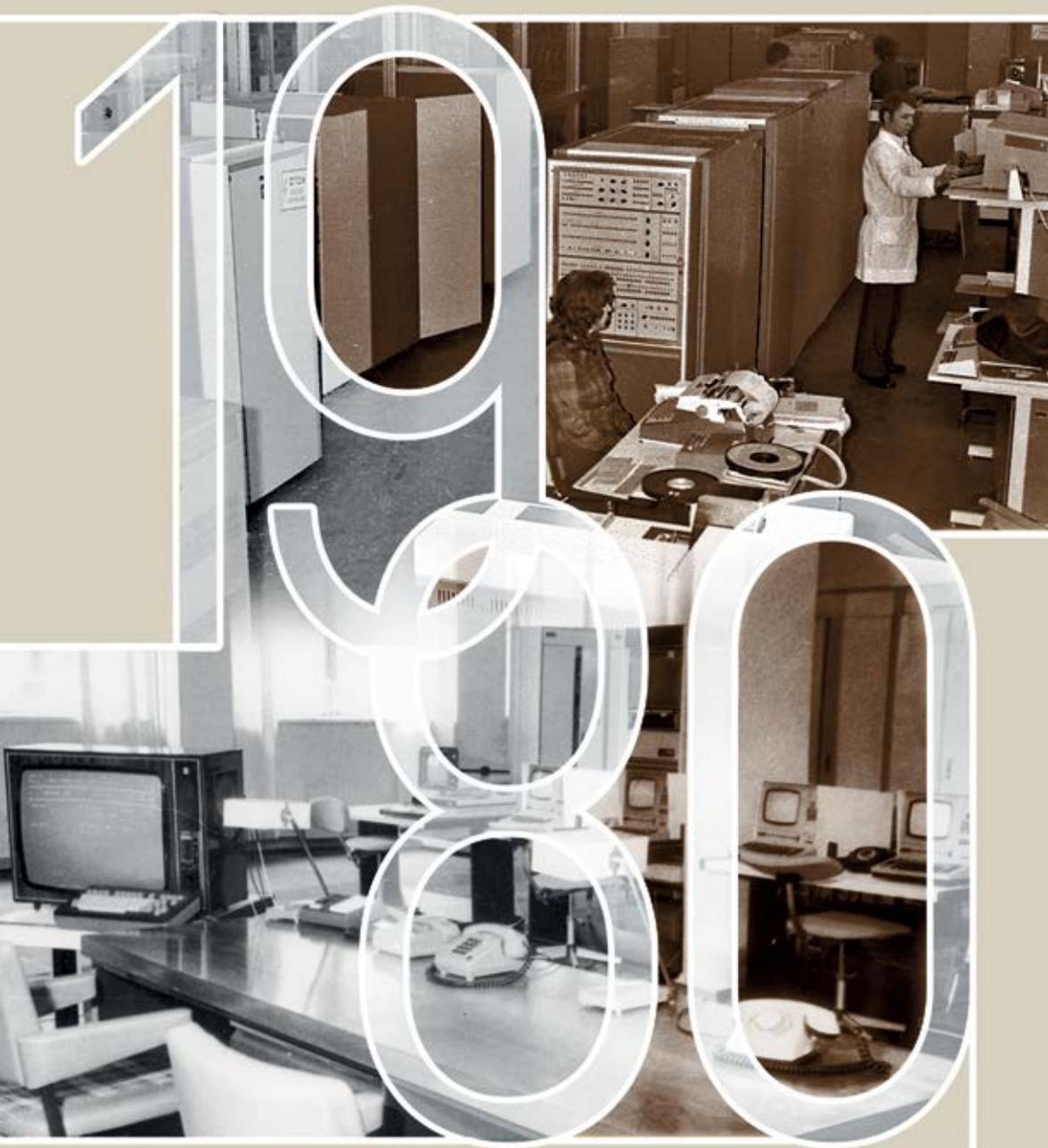
Новым начальником ЦДУ стал перешедший с должности заместителя министра энергетики **Анатолий Иванович Максимов**<sup>22</sup>. Этот опытный специалист прошел школу в одной из крупнейших и старейших энергосистем страны – Донбассэнерго. Талантливый управленец, он сразу определил, что в сложившихся условиях ежедневного ввода ограничений и отключений для диспетчеров ЦДУ совмещение функций по управлению ЕЭС через диспетчеров восьми ОДУ и функций по управлению ОЭС Центра через диспетчеров более двадцати энергосистем

---

<sup>22</sup> *Анатолий Иванович Максимов (1921–1995) – начальник ЦДУ ЕЭС СССР в 1979–1982 гг. (стр. 387).*

является трудноразрешимой задачей. По его инициативе было принято решение о создании в рамках ЦДУ ЕЭС оперативной группы по управлению энергосистемами ОЭС Центра, из которой впоследствии выросло ОДУ Центра.

Материальной базой для оперативной группы стал старый диспетчерский пункт ЦДУ ЕЭС на Раушской набережной, диспетчерский щит которого после некоторого переоборудования был готов к эксплуатации. Оперативную группу по управлению ОЭС Центра вначале возглавил заместитель начальника диспетчерской службы ЦДУ Борис Иванович Диалектов. Первоначально перед группой, в управлении которой находилась только одна линия 500 кВ Конаково – Череповец, стояла задача максимально разгрузить диспетчера ЦДУ при взаимодействии с диспетчерами энергосистем ОЭС Центра. Со временем число энергообъектов в диспетчерском управлении и ведении диспетчера оперативной группы росло, увеличивалось и количество специалистов технологических служб, что позволило в дальнейшем без каких-либо затруднений преобразовать группу в полноценное ОДУ Центра.



1980-е годы

## Межсистемные связи

На протяжении всего десятилетия 1980-х годов происходило постепенное усиление межсистемных связей – как между объединенными энергосистемами, так и между территориальными. С завершением строительства линии электропередачи 500 кВ Кострома – Вятка значительно увеличилась пропускная способность транзита Центр – Средняя Волга – Урал, а сооружение первой в мире электропередачи 1 150 кВ Барнаул – Экибастуз – Кокчетав – Кустанай обеспечило в 1987 году восстановление параллельной работы ОЭС Сибири с Единой энергосистемой, которая была прекращена в 1982-м для преодоления последствий маловодья сибирских рек. При этом линии электропередачи Экибастуз – Кокчетав и Кокчетав – Кустанай впервые в мире постоянно эксплуатировались на номинальном напряжении 1 150 кВ, хотя была предусмотрена возможность оперативного переключения на напряжение 500 кВ.

В эти же годы велось строительство ЛЭП 1 150 кВ Кустанай – Челябинск, строился транзит 500 кВ между Северным и Южным Казахстаном, что позволяло в обозримом будущем ОЭС Средней Азии работать в составе ЕЭС. Сооружаемые для выдачи мощности строящихся атомных электростанций линии электропередачи 750 и 500 кВ значительно усилили связи между энергосистемами внутри объединенных энергосистем. Это дало возможность увеличить обмен мощностью между ОЭС и более полно использовать преимущества параллельной работы энергосистем в составе ЕЭС.

Усиливаются межсистемные связи с энергосистемами соседних стран. Так, в конце 1980-х годов были введены новые линии 750 кВ, связывающие ЕЭС с энергосистемами Польши, Румынии и Болгарии и увеличившие пропускную способность связей 400–750 кВ ЕЭС

СССР с энергообъединением энергосистем стран – членов СЭВ до 6000 МВт и более (годовой объем экспорта электроэнергии доходил до 40 млрд кВт•ч).



*Ввод в опытно-промышленную эксплуатацию ЛЭП 1150 кВ  
Барнаул – Экибастуз – Кокчетав – Кустанай, 1985 год*

В этот период система единого диспетчерского управления охватывала всю территорию СССР, за исключением работающих автономно ОЭС Востока и Средней Азии.

Однако и в начале 1980-х годов по-прежнему существовал дефицит мощности в ОЭС Центра, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала и Казахстана. В 1980–1985 годах время работы ЕЭС с частотой в пределах 49,8–50,1 Гц составляло от 16 до 25 % времени года, в 1982 году ЕЭС работала с частотой ниже 49,5 Гц более половины времени года.

Работа с предельными перетоками мощности, постоянная борьба с превышением энергосистемами заданных величин потребления тяжелым бременем легли на плечи в том числе и специалистов ЦДУ ЕЭС СССР.



*Диспетчерский зал ОДУ Урала, 1977 год*

В тяжелое положение попала Объединенная энергосистема Сибири, где основную долю производства электроэнергии составляли ГЭС Ангаро-Енисейского каскада. Продолжавшаяся в течение семи лет, до 1982 года, крайне неблагоприятная гидрологическая обстановка привела к практически полному исчерпанию запасов воды водохранилищ многолетнего регулирования и сделала невозможным обеспечение

потребности промышленных предприятий Сибири в электроэнергии. Это вынудило руководство ЦДУ ЕЭС и ОДУ Сибири принять решение о прекращении параллельной работы ОЭС Сибири с ЕЭС.

## Новые кадры

По мнению руководства отрасли, решение столь сложных проблем требовало смены руководящего состава оперативно-диспетчерского управления Единой энергосистемы. В начале 1980-х начинается кадровое обновление в ЦДУ ЕЭС и ОДУ. Впервые начальником ЦДУ ЕЭС становится не представитель директорского корпуса энергосистем, а профессионал именно в области оперативно-диспетчерского управления, изначально релейщик, **Евгений Иванович Петряев**<sup>23</sup>, работавший до назначения на этот высокий пост начальником одного из самых успешно действовавших диспетчерских центров – ОДУ Северо-Запада. Возглавлявшие ЦДУ в 1970-х годах К. С. Сторожук и А. И. Максимов обладали опытом руководства крупнейшими энергосистемами страны – Кузбасса и Донбасса, а Максимов затем занимал руководящий пост в Минэнерго СССР, откуда и был направлен в ЦДУ.

С Петряева в 1982 году началась традиция назначения на руководящие посты в диспетчерском управлении специалистов «из своей среды», обусловленная сложностью деловых процессов в этой энергетической сфере и требованиями к руководителю максимально глубоко понимать особенности управления электроэнергетическим режимом. За редкими исключениями эта традиция соблюдается в отечественном оперативно-диспетчерском управлении по сей день.

---

<sup>23</sup> *Евгений Иванович Петряев (1932–2005) – начальник ЦДУ ЕЭС СССР в 1982–1986 гг. (стр. 394).*

Организаторские способности, стремление к внедрению передовых методов управления, неординарное мышление – все это резко выделяло Евгения Ивановича из представителей директорского корпуса, традиционно составлявшего основной состав руководства министерства. Поэтому нет ничего удивительного в том, что уже через несколько лет он занял пост заместителя министра, ответственного за эксплуатацию энергосистем, который занимал вплоть до ликвидации Минэнерго СССР вследствие исчезновения Советского Союза.

Перейдя на работу в министерство, Е. И. Петряев осуществил ряд кадровых перестановок в ЦДУ ЕЭС СССР. Руководителем Центрального диспетчерского управления стал **Федор Яковлевич Морозов**<sup>24</sup>, выходец из ОДУ Урала, где он в течение восьми лет был главным диспетчером, а впоследствии, уже в период руководства Е. И. Петряевым ЦДУ, занимал последовательно должности главного диспетчера и главного инженера ЦДУ ЕЭС. На должности главного инженера и главного диспетчера ЦДУ были назначены **Анатолий Андреевич Окин**<sup>25</sup> и **Александр Федорович Бондаренко**<sup>26</sup>, представители соответственно службы электрических режимов и службы

---

<sup>24</sup> **Федор Яковлевич Морозов** (1935–2005) – главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР в 1983–1985 гг., главный инженер ЦДУ ЕЭС СССР в 1985–1986 гг., начальник ЦДУ ЕЭС СССР (с 1992 г. – ЦДУ ЕЭС России) в 1986–1999 гг. (стр. 388).

<sup>25</sup> **Анатолий Андреевич Окин** (1940–2001) – начальник сектора и заместитель начальника службы оптимизации электрических режимов ЦДУ ЕЭС СССР в 1974–1985 гг. (стр. 391).

<sup>26</sup> **Александр Федорович Бондаренко** – в 1987–2002 гг. – главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР (с 1992 г. – ЦДУ ЕЭС России), в 2002–2010 гг. – директор по управлению режимами – главный диспетчер Системного оператора (стр. 369).

релейной защиты ЦДУ ЕЭС. Эти специалисты вместе с Борисом Дмитриевичем Сюткиным, ответственным за экономику, и Макаром Витальевичем Сверчковым, ответственным за техническое обеспечение здания, и составляли руководящий орган ЦДУ ЕЭС в течение почти 15 лет.

Одним из первых испытаний нового руководства ЦДУ ЕЭС стала авария на Чернобыльской АЭС 26 апреля 1986 года, которая привела к потере на длительное время 4000 МВт генерирующей мощности в энергодефицитных регионах – на Украине, Северном Кавказе и в Закавказье. Первый блок ЧАЭС был снова запущен только 1 октября 1986 года, второй – еще через месяц, а третий – только через год. Руководство Министерства энергетики поставило перед ЦДУ ЕЭС задачу сохранения надежного функционирования ЕЭС в новой сложившейся ситуации. Величина возникшего после аварии дефицита мощности значительно превышала возможности межсистемных связей Центр – Украина, которые и в нормальном режиме работали с перетоками, близкими к максимально допустимым. Поэтому восстановление баланса в этом регионе за счет увеличения приема извне исключалось, необходима была корректировка баланса производства и потребления внутри этого региона. В первую очередь диспетчерами были пересмотрены задания по несению нагрузки и выработке электроэнергии для тепловых электростанций регионов Украины, Северного Кавказа и Закавказья. Для обеспечения сверхплановой выработки электроэнергии служба оптимизации энергетических режимов ЦДУ срочно пересмотрела графики проведения плановых ремонтов оборудования тепловых и атомных электростанций в сторону сокращения продолжительности капитальных и средних ремонтов на 142 агрегатах ТЭС и АЭС и исключения из графиков текущих ремонтов 16 энергоблоков. В свою очередь служба топливных режимов произвела расчет дополнительных поставок топлива, необходимых для выработки сверхплановой электроэнергии.

## Система плановых показателей

Следует признать, что эффективность этих мероприятий была бы значительно меньшей, если бы в том же 1986 году не внедрили новую систему планирования и оценки эффективности работы электростанций. Дело в том, что сложившаяся система была ориентирована на наиболее эффективное использование органического топлива при производстве электроэнергии. Основным показателем являлся удельный расход топлива (считалось, что чем он меньше, тем работа электростанции эффективнее), и именно это было барьером на пути максимального использования мощности электростанций. Особенно это касалось ТЭЦ.

Поскольку минимальные расходы топлива соответствовали работе электростанции с нагрузкой меньше максимально возможной, то и руководство электростанций объективно не было заинтересовано в максимальном использовании своей установленной мощности. Установленные для энергосистем и электростанций государственными плановыми органами показатели выработки электроэнергии к концу года корректировались, и итоговые показатели практически всегда и для всех были чуть выше скорректированного плана. Таким образом, складывалась парадоксальная ситуация, когда все предприятия энергосистем выполняют и перевыполняют государственные планы по выработке электроэнергии и удельному расходу топлива, а потребители электрической энергии страдают от вводимых ограничений и отключений.

Новое руководство Минэнерго, исследуя эту проблему, наконец, прислушалось к предложениям руководителей ЦДУ ЕЭС, в связи с чем в 1986 году произошло резкое изменение системы плановых показателей в электроэнергетике. С этого момента в качестве основного планового фондообразующего, фондокорректирующего

и стимулирующего показателя был установлен коэффициент эффективности использования установленной мощности – КИУМ. Одновременно удельный расход топлива был переведен из планового показателя в расчетный. Это позволило создать систему заинтересованности электростанций, энергосистем и энергообъединений в повышении использования установленной мощности электростанций. Результаты были, как говорят, налицо. В 1986 году рабочая мощность электростанций превысила показатели 1985 года более чем на 10 000 МВт. Таким образом, введение новой системы плановых показателей позволило мобилизовать целых 10 ГВт генерирующих мощностей, мирно дремавших до этого «под защитой» действовавшей системы экономических показателей.

Надо сказать, внедрение новой системы плановых показателей стало весьма непростым делом, и одно из основных затруднений состояло в том, что не все руководители энергосистем и электростанций положительно отнеслись к нововведению. Привыкнув к старым показателям, практически всеми всегда выполнявшимся, они видели возможные финансовые опасности для своих предприятий. По кабинетам министерства распространялись «страшилки» о массовом выходе из строя оборудования тепловых электростанций, о снижении экономичности режимов работы тепловых электростанций и перерасходе топлива. К чести нового министра Анатолия Ивановича Майорца нужно сказать, что он не колеблясь отметал надуманные страхи, опираясь на квалифицированную поддержку ЦДУ ЕЭС. У него всегда перед глазами был частотомер – объективный показатель качества работы ЕЭС. Если в год прихода Анатолия Ивановича в Минэнерго частота электрического тока в ЕЭС была ниже 49,5 Гц в течение 37 % времени года, то уже в 1986 году (в год чернобыльской катастрофы) резко сократилось число часов работы с частотой ниже 49,5 Гц, а 63 % времени года ЕЭС работала с нормативной частотой 49,8–50,2 Гц. В сравнении с показателями последних 10 лет это было уже вполне «благопристойно». Прошло еще

немного времени, и в 1988 году ЕЭС работала с частотой 49,8–50,2 Гц уже 98 % календарного времени.

Новый подход обеспечил реальную возможность для максимального использования энергоресурсов. Это было тем более актуально в аварийных ситуациях, когда, в силу выхода из строя тех или иных энергогенерирующих мощностей, приходилось бороться за каждый выработанный киловатт.

По сути, новая система планирования и оценки эффективности работы электростанций стала «прародителем» рыночных механизмов регулирования, использование которых началось в первой половине 1990-х, – первым шагом на пути внедрения стимулов экономической заинтересованности персонала электростанций и руководства энергосистем в обеспечении готовности оборудования электростанций к несению нагрузки, задаваемой ЦДУ ЕЭС и ОДУ.

### Развитие систем РЗА

Растущие масштабы ЕЭС СССР потребовали внедрения новых средств противоаварийной автоматики. Централизованные комплексы противоаварийной автоматики с использованием цифровых ЭВМ в качестве автоматики дозировки воздействий (АДВ) начали внедряться в ЕЭС еще в середине прошлого десятилетия. В начале 1980-х годов эта работа продолжилась: были введены в эксплуатацию центральная система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (ЦС АРЧМ) ЕЭС СССР и ЦС АРЧМ ОЭС Юга. К 1986 году системы АРЧМ на базе ЭВМ ЕС-1010, «Видеотон» 1010В и М-6000 действовали в ОЭС Сибири, Северо-Запада, Урала. В это же время в ЦДУ ЕЭС была разработана и введена в работу координирующая система противоаварийной автоматики (КСПА) на базе ОИК (оперативно-информационного комплекса),

с помощью которого осуществлялись прием, передача, хранение и обработка информации о состоянии энергосистемы.



*Первая централизованная противоаварийная автоматика ОДУ Урала ТА-100. Слева направо: А. М. Слодарж, А. П. Копсяев, А. Т. Демчук, Н. В. Блинков, М. А. Артибилов, В. Д. Ермоленко, Е. А. Мошкин, В. А. Орлов, 1981 год*

После ввода в эксплуатацию линий 1150 кВ началось освоение РЗА для этого класса напряжения. Дальнейшее развитие получили комплексы противоаварийной автоматики узлов атомных станций и связей ЕЭС СССР – ОЭС СЭВ, Центр – Юг, Центр – Средняя Волга, Средняя Волга – Урал, Урал – Казахстан, Казахстан – Сибирь. Были завершены разработка и внедрение комплексов программ автоматизированного выбора параметров настройки устройств релейной защиты на ЭВМ, а в службах релейной защиты и автоматики ЦДУ и ОДУ началось внедрение первых персональных ЭВМ.



*Вычислительный центр ЦДУ ЕЭС СССР, 1980-е годы*

ЦДУ всегда уделяло противоаварийной автоматике самое серьезное внимание, поэтому было принято решение о разработке новых системных устройств на базе микропроцессорной техники. По техническим требованиям, разработанным ЦДУ и институтом «Энергосетьпроект», Центральный институт комплексной автоматизации (ЦНИИКА) создал комплекс ТА-100, предназначенный для организации сбора, обработки и отображения на диспетчерском щите телемеханической информации, поступающей в ЦДУ от ОДУ и ряда энергообъектов ОЭС Центра. Первый экземпляр комплекса был установлен в ЦДУ, сразу после этого было выпущено еще несколько комплектов ТА-100. На базе ТА-100 комплексы противоаварийного управления были внедрены в важных узлах энергосистем: на Костромской ГРЭС, Курской АЭС, Братской ГЭС и подстанции Южная Свердловэнерго. Но в 1980-х годах микроэлектронная

техника развивалась уже так стремительно, что ТА-100 устарел по элементной базе сразу после внедрения. На смену ему пришли комплексы ПА на базе мини- и микро-ЭВМ.

## Автоматизация диспетчерского управления

В 1980-х годах продолжились начатые в прошлом десятилетии работы по автоматизации диспетчерского управления.



*Смена диспетчеров ОДУ Средней Волги.  
И. И. Кузьмин (на переднем плане), Н. Ф. Устинов, 1980-е годы*

К началу десятилетия автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) были созданы во всех ОДУ и многих крупных

энергосистемах. Кардинальное решение проблемы создания и внедрения АСДУ стало возможным после организации в нашей стране серийного выпуска ЭВМ третьего поколения – как общего назначения, так и мини-ЭВМ. Использование этой техники позволило осуществить широкую автоматизацию задач оперативного и автоматического управления энергетикой, обеспечить диспетчеров необходимой для управления информацией. Работа специалистов ЦДУ была отмечена на правительственном уровне: постановлением ЦК КПСС и Совета министров от 4 октября 1986 года заместителям главного инженера ЦДУ В. А. Семенову, бывшему заместителю главного инженера С. А. Совалову и В. Г. Орнову за разработку теории и методов управления режимами электроэнергетических систем и их применение в автоматизированных системах диспетчерского управления была присуждена Государственная премия СССР.

К концу 1980-х АСДУ ЕЭС сформировалась в мощную иерархическую систему, объединяющую оперативные информационно-управляющие комплексы диспетчерских пунктов ЦДУ, ОДУ и всех крупных энергосистем. Эта система обеспечивала комплексное решение задач на единой информационной базе с использованием банка данных, средств телеобработки, межмашинного многоуровневого обмена информацией, диалоговых режимов работы.

Диспетчерские пункты ЦДУ и ОДУ с каждым годом наращивали объем принимаемой с энергообъектов телеинформации, который за 10 лет увеличился в 3,5 раза по телеизмерениям и в 2 раза по телесигнализации. Обеспеченность по телеизмерениям межсистемных перетоков уже в начале 1980-х достигла 100 %. Телеконтролем было охвачено от 98,5 % установленных генерирующих мощностей в ОЭС Сибири до 99,9 % – в ОЭС Северного Кавказа.

В 1986 году на диспетчерском пункте ЦДУ ЕЭС внедрили систему гарантированного электропитания на общую мощность 20 кВт для обеспечения надежного электропитания устройств связи, телемеханики и системы сбора информации.

Быстрейшему созданию АСДУ в значительной степени способствовали тесное сотрудничество и дружеская взаимопомощь между ее разработчиками. Так, например, специалисты ОДУ Урала сыграли большую роль в создании АСДУ в разных регионах страны, распространяя программные комплексы, разработанные собственными силами. Кроме того, в павильоне «Электрификация» на ВДНХ под руководством ЦДУ проводились регулярные выставки средств оперативно-диспетчерского управления, а также совещания по обмену опытом внедрения АСДУ и ОАСУ.



*Автоматизированная система контроля СДТУ-2 в ОДУ Урала,  
1984 год*

В это же время остро встал вопрос автоматизации учета и контроля электропотребления на предприятиях и в целом ряде энергосистем, а также контроля несения электростанциями рабочей мощности. Эту



*Зал телемеханики в ОДУ Урала, 1984 год*

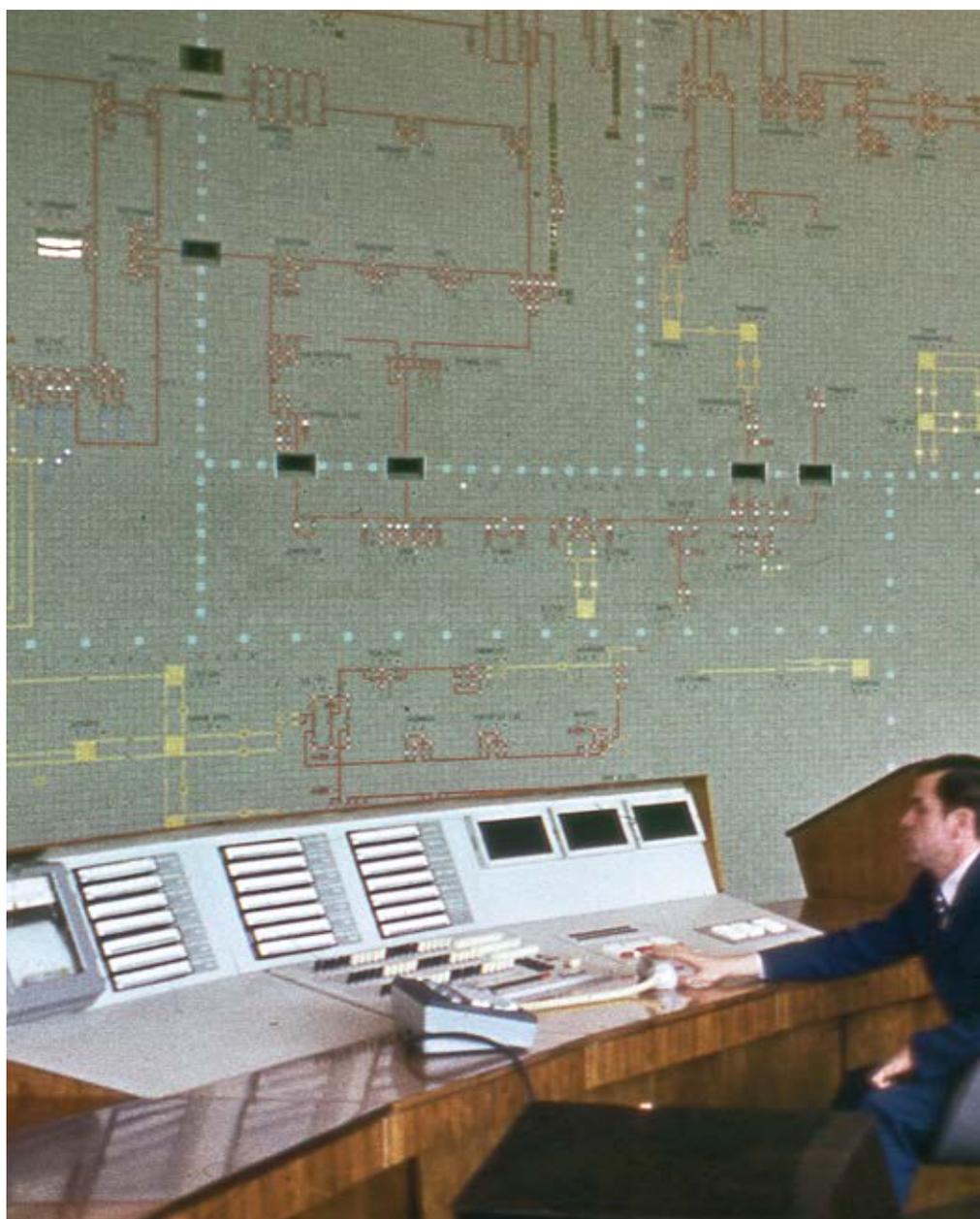
работу в ЦДУ возглавила служба АСДУ, специалисты которой, изучив уже имевшийся на ряде белорусских предприятий опыт по внедрению разработанных БелЭНИН систем ИИСЭ-1-48, подготовили ряд директивных материалов и приказов: об организации автоматизированного контроля и учета электропотребления на предприятиях, об автоматизации контроля и учета межсистемных перетоков электроэнергии и мощности, об автоматизации контроля несения рабочей мощности и др. Благодаря этой работе значительно выросло производство счетчиков электроэнергии, оснащенных цифроимпульсными датчиками, сумматоров и информационно-измерительных систем, а в 1990-х годах автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) получили повсеместное распространение.

## Характеристики ЕЭС СССР в 1980-х годах

К концу десятилетия Единая энергосистема СССР по всем показателям достигла пика, не пройденного до сих пор.

*Установленная мощность ЕЭС СССР в 1990 году составила 288,6 млн кВт – на 37,4 млн кВт, или на 15 %, больше показателя 1980 года. Производство электроэнергии возросло до 1 728 млрд кВт•ч – на 37 % выше уровня 1980 года.*

Произошли значительные изменения в структуре генерирующих мощностей. Тепловые электростанции на органическом топливе по-прежнему оставались основным источником производства электроэнергии и тепла. При общем росте производства электроэнергии на тепловых электростанциях удельный вес ТЭС в общем производстве электроэнергии снизился с 80 до 73,4 %.





*Отладка диспетчерского щита ЦДУ ЕЭС СССР, 1980-е годы*

Изменилась и структура видов топлива. В топливном балансе основным видом топлива стал газ. За 10 лет в 2,5 раза увеличились поставки газа для производства электроэнергии, в 1,8 раза сократилось использование мазута. Практически все вводимые в европейской части ЕЭС генерирующие мощности на тепловых электростанциях проектировались с учетом использования газа в качестве основного вида топлива. Некоторые электростанции, первоначально спроектированные на использование угля, перепроектируются на газ, например, Пермская ГРЭС с блоками по 800 МВт. Переводились на газ и многие уже работавшие ТЭЦ, особенно в больших городах, что несомненно положительно влияло на экологическую обстановку в них.

Интенсивное строительство атомных электростанций увеличило долю АЭС в производстве электроэнергии в ЕЭС до 15 % в 1990 году.

Чернобыльская катастрофа и, как следствие, необходимость срочной реконструкции энергоблоков АЭС с целью повышения их надежности с точки зрения ядерной безопасности серьезно затормозили ввод новых атомных мощностей, а также привели к увеличению времени плановых ремонтов оборудования АЭС. Коэффициент использования установленной мощности атомных станций за 10 лет практически не вырос. Причем для отдельных АЭС он достигал всего 0,5–0,6.

Увеличение доли атомных электростанций, работающих в базовом режиме, обострило проблему суточного регулирования нагрузки электростанций. Регулировочного диапазона существующих ГЭС и ТЭС зачастую оказывалось недостаточно, или он не мог быть использован в полной мере из-за ограничений по пропускной способности межсистемных связей, что приводило к повышению частоты в ЕЭС в период прохождения часов минимальных нагрузок. Сказывалось и несовершенство существовавшей системы планирования и оценки эффективности работы электростанций: руководство электростанций не было заинтересовано в глубокой разгрузке

энергоблоков. Теперь усилия диспетчеров были направлены не только на достижения электростанциями в пиковые часы максимальной нагрузки оборудования, но и на снижение нагрузки электростанций до минимально возможного значения в «провальные» часы суточного графика.

В это же время в стране начался сложный период, события которого самым негативным образом отразились на электроэнергетике. К концу 1980-х годов все ощутимей чувствовалось замедление объемов и темпов ввода новых генерирующих мощностей, сокращались и темпы прироста потребления электроэнергии в народном хозяйстве. В 1989 году величина прироста выработки и потребления электроэнергии стала крайне незначительной – в стране назревали процессы, приведшие в дальнейшем к серьезному экономическому и политическому кризису. Все это начало отрицательно сказываться и на системе централизованного оперативно-диспетчерского управления ЕЭС СССР.

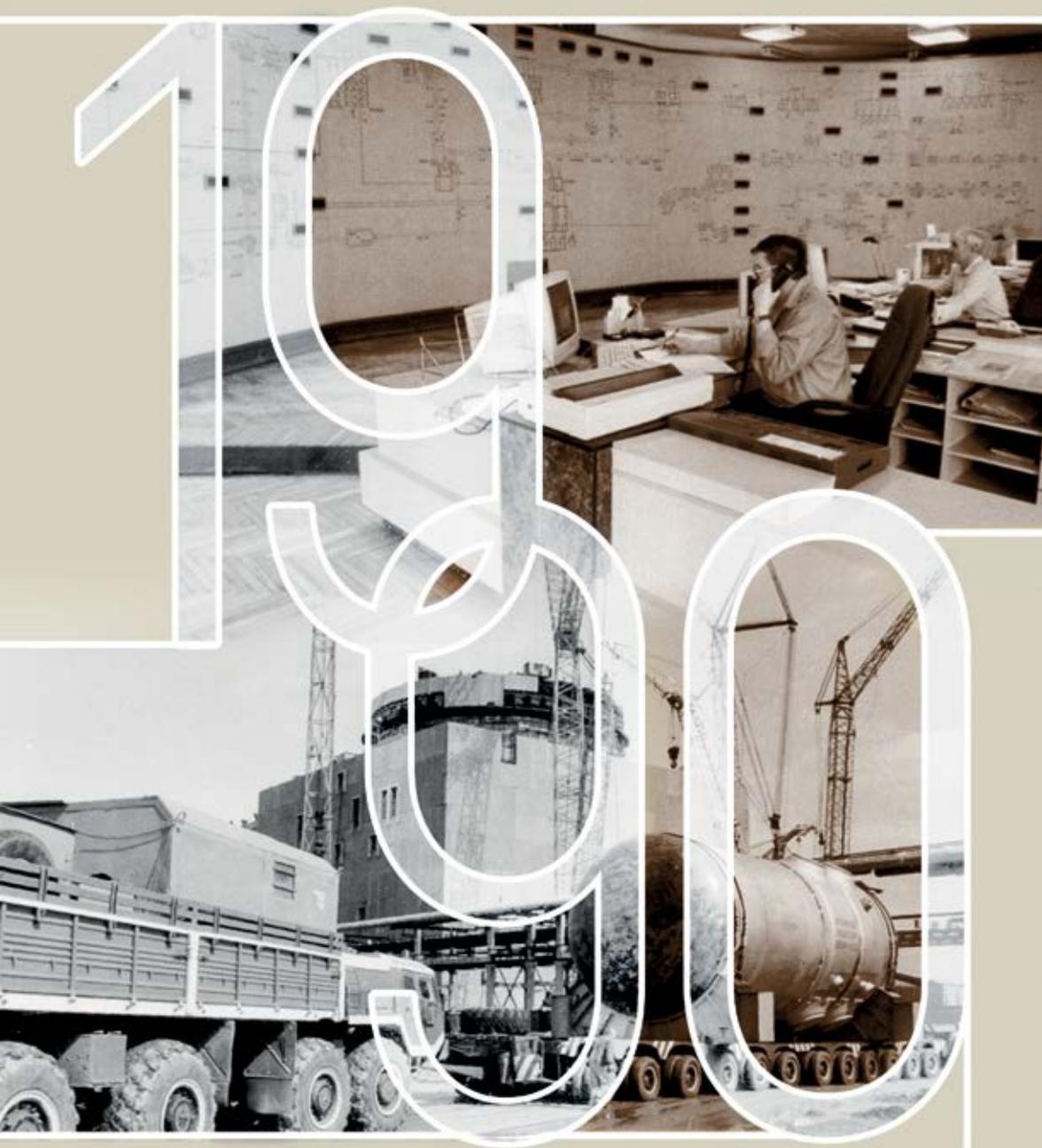
*К 1987 году ЦДУ ЕЭС СССР превратилось в четко действующий оперативно-диспетчерский орган управления, охватывающий десять объединенных энергосистем, – в составе ЕЭС СССР параллельно работали 88 энергосистем из 102 существовавших на территории Советского Союза. Было создано уникальное межгосударственное объединение энергосистем социалистических стран «Мир» установленной мощностью около 400 млн кВт, охватывающее территорию от Улан-Батора до Берлина, в котором параллельно с ЕЭС СССР работали энергосистемы стран – членов СЭВ: Болгарии, Венгрии, ГДР, Польши, Румынии и Чехословакии. Параллельно, несинхронно с ЕЭС СССР (через вставку постоянного тока) работала энергосистема Финляндии. От сетей ЕЭС СССР осуществлялось также энергоснабжение потребителей ряда других стран Европы и Азии: Норвегии, Турции, Афганистана.*



*Схема энергосистемы «Мир», 1980-е годы*



*Главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР А. Ф. Бондаренко и диспетчер ЦДУ энергосистемы «Мир» К. А. Басиашвили, 1980-е годы*



1990-е годы

## От ЕЭС СССР к ЕЭС России и энергообъединению стран СНГ и Балтии

К началу 1990-х годов политические изменения, лихорадившие страну, стали негативно сказываться на ее экономическом положении. Началось падение промышленного производства: только за 1991 год потребление электроэнергии предприятиями снизилось на 6 %. С распадом Советского Союза во всех отраслях промышленности распались и многие межрегиональные (теперь уже международные) связи. Предприятия на территории бывших республик СССР, ранее надежно связанные между собой тысячами межотраслевых и внутриотраслевых экономических нитей, оказались без заказчиков и комплектующих. Жесткий экономический и финансовый кризис на всем постсоветском пространстве длился на протяжении всего десятилетия.

Система оперативно-диспетчерского управления претерпела большие преобразования вслед за всей электроэнергетикой. На основании указов Президента Российской Федерации от 15 августа 1992 года № 923 и от 5 ноября 1992 года № 1334 «в целях обеспечения надежности энергоснабжения народного хозяйства и населения» было учреждено ОАО РАО «ЕЭС России». ЦДУ ЕЭС было преобразовано в открытое акционерное общество – дочернюю компанию РАО «ЕЭС России», а ОДУ – в его филиалы. Диспетчерские службы региональных энергосистем стали частью АО-энерго (региональных дочерних обществ РАО «ЕЭС России»). Таким образом, стройная иерархия ЦДУ – ОДУ – региональные диспетчерские службы фактически распалась, так как каждый из ее уровней оказался в разном административном подчинении. Принцип единоначалия в оперативном управлении, конечно, сохранился, но организационная основа единой трехуровневой системы

фактически была разрушена со всеми вытекающими последствиями: отсутствием единой технологической политики, унифицированных деловых процессов, системы подготовки персонала.



*Председатель РАО «ЕЭС России» А. Б. Чубайс в ОДУ Урала. Присутствуют (слева направо): главный диспетчер ОДУ Урала Е. А. Мошкин, генеральный директор ОДУ Урала В. Д. Ермоленко, главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР А. Ф. Бондаренко, старший диспетчер ОДС А. Н. Филинков, 1999 год*

Отдельной темой 1990-х годов стала параллельная работа ЕЭС России с энергосистемами бывших союзных республик, получивших независимость. Все объекты электроэнергетики, расположенные на территории вновь образованных государств, стали их собственностью, а ЕЭС бывшего СССР превратилась в межгосударственное энергообъединение энергосистем стран СНГ и Балтии. Энергосистемы новых стран получили в наследство электрические

станции и межсистемные линии электропередачи, которые в СССР строились исходя из принципа обеспечения наибольшей эффективности при производстве и передаче электроэнергии в централизованно управляемой ЕЭС СССР. При разделе же выяснилось, что все энергосистемы новых независимых стран, за исключением России, Эстонии и Азербайджана, являются дефицитными по производству электроэнергии и зависимыми от импорта топлива для электростанций. Устойчивая работа этих энергосистем была возможна только при «донорской» помощи смежных энергосистем.

Приобрела остроту еще одна энергетическая проблема: благодаря цельной структуре межсистемных связей энергоснабжение некоторых государств зависело от транзита электроэнергии по территории других. В частности, в ЕЭС России все связи 500–750 кВ между ОЭС Урала и ОЭС Сибири проходили по территории Казахстана. ОЭС Северного Кавказа была связана с ЕЭС России через электрические сети Украины. Связи Калининградской энергосистемы, практически не имевшей собственных источников электроэнергии, с ОЭС Северо-Запада проходили по территории стран Балтии, а энергоснабжение Псковской области зависело от работы энергосистем Беларуси и Латвии. Получалось, что энергосистемы соседних государств имели возможность ограничить или прекратить транзит электроэнергии в отдельные регионы России.

Отсутствие заранее согласованных и принятых всеми партнерами правил серьезно осложняло процедуры планирования и управления режимами параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами бывших союзных республик. Несмотря на то, что доля ЕЭС России в общей мощности межгосударственного объединения превышала 60 %, Россия не могла обеспечить ее надежное функционирование только одними своими усилиями. Для обеспечения надежной параллельной работы необходимо было срочно заключить многосторонние договоры, регламентирующие действия энергосистем. Положение осложнялось также тем, что некоторые ОДУ (в Риге, Тбилиси, Ташкенте) приобрели статус

межгосударственных и стали осуществлять оперативно-диспетчерское управление энергосистемами разных стран. В общем, требовалось срочно приводить отношения между субъектами оперативно-диспетчерского управления в соответствие с новыми реалиями.

Понятно, что решить все проблемы обеспечения надежного функционирования параллельной работы энергосистем вновь образованного межгосударственного энергообъединения за короткое время было невозможно. На первых порах огромную роль играли сложившиеся за годы товарищеские взаимоотношения руководителей ЦДУ ЕЭС с руководством диспетчерских центров энергосистем новых стран, а также продолжение существовавшей со времен Советского Союза практики эксплуатации оборудования электростанций и сетей, несмотря на то, что советская нормативно-техническая база электроэнергетики канула в лету вместе с СССР.

В первые же годы началась активная работа по подготовке договоров о параллельной работе ЕЭС России с энергосистемами новых стран. Специалистам ЦДУ ЕЭС пригодился многолетний опыт, полученный при сотрудничестве ЦДУ с существовавшей с 1962 года энергосистемой «Мир» – уникальным межгосударственным объединением энергосистем социалистических стран с установленной мощностью около 400 млн кВт, охватывавшим территорию от Улан-Батора до Берлина.

В ЦДУ ЕЭС общее руководство процессом разработки и заключения договоров параллельной работы осуществлял главный диспетчер Единой энергосистемы России Александр Федорович Бондаренко. *«Мы подписывали новые договоры, выстраивая уже не иерархическую, а партнерскую систему отношений, – вспоминает он. – Все стороны принимали на себя обязательства координировать свои действия, не допускать несанкционированных отключений и включений. Такие договоры были заключены с республиками Балтии, Белоруссией, Украиной, Грузией, Азербайджаном и Казахстаном. В заключенных договорах*

*были отражены вопросы взаимодействия диспетчерских служб при планировании суточных диспетчерских графиков, управления режимами перетоков в реальном времени, осуществления корректировки диспетчерских графиков, взаимного представления информации о режимах работы своих энергосистем, необходимой для обеспечения надежной параллельной работы, и другие важнейшие вопросы параллельной работы».*

В тот же период было принято политическое решение об организации ОДУ Северо-Запада в Ленинграде (прежнее ОДУ Северо-Запада оказалось за границей – в Латвии) с оперативно-диспетчерским подчинением ему энергосистем Колэнерго, Карелэнерго, Ленэнерго, Псковэнерго и Новгородэнерго. До окончательного завершения всех работ функции по оперативно-диспетчерскому управлению этими энергосистемами возлагались на диспетчерскую службу Ленэнерго.

Несмотря на отсутствие опыта и времени для полноценной подготовки, коллектив диспетчеров Ленэнерго под руководством Николая Ивановича Демьянова, до ввода в 1994 году диспетчерского пункта ОДУ Северо-Запада, успешно обеспечивал надежное функционирование энергосистем ОЭС.

Создание ОДУ Северо-Запада в Ленинграде началось со строительства здания и подбора кадров. Ответственным за проведение работ по созданию нового ОДУ стал назначенный на должность его начальника **Виктор Иванович Решетов**<sup>27</sup>, опытный специалист и хороший организатор, долгое время работавший начальником ОДУ Казахстана. Не удивительно, что основу первого состава ОДУ Северо-Запада составили опытные специалисты, много лет проработавшие в энергетике Казахстана.

---

<sup>27</sup> **Виктор Иванович Решетов** (1938–2020) – первый начальник нового ОДУ Северо-Запада в 1992–1999 гг., генеральный директор ЦДУ ЕЭС России в 1999–2002 гг. (стр. 397).

Большую работу по реконструкции и строительству здания ОДУ Северо-Запада провел заместитель начальника ЦДУ ЕЭС Макара Витальевич Сверчков. С 1992 по 1994 год была проведена колоссальная по объему и напряженности работа – от выбора площадки, проектирования, реконструкции и строительства здания до подбора, комплектации и подготовки персонала и создания технологической инфраструктуры. Все это позволило новому ОДУ уже в ноябре 1994-го принять функции оперативно-диспетчерского управления ОЭС Северо-Запада. До 2000 года были завершены работы по строительству и вводу в эксплуатацию здания второго пускового комплекса первой очереди ОДУ Северо-Запада, а также произведено доукомплектование ОДУ персоналом. Это позволило возложить на ОДУ Северо-Запада функции оперативно-диспетчерского управления еще двумя энергосистемами – Архангельской и Коми, а в дальнейшем и Калининградской энергосистемой.



*Диспетчерский зал ОДУ Северо-Запада, 1990-е годы*

Основа оперативно-диспетчерского управления энергообъединения энергосистем стран СНГ и Балтии в том виде, в котором она существует и сейчас, была создана именно в этот непростой период начала 1990-х годов. Следует отметить, что на ЦДУ ЕЭС России во всех договорах о параллельной работе возлагалась роль координатора при суточном планировании и контроле межсистемных перетоков. При возникновении аварийной ситуации, затрагивающей территорию нескольких энергосистем, диспетчер ЦДУ ЕЭС руководил действиями диспетчеров энергосистем по ликвидации аварии. Таким образом, в межгосударственном энергообъединении диспетчер ЦДУ ЕЭС координировал действия диспетчерского персонала энергосистем других стран, с которыми были заключены договоры о параллельной работе.

Нужно отметить, что, работая с зарубежными партнерами, российские энергетики столкнулись с неожиданной проблемой. Оказалось, что в России еще не успели сформулировать новый порядок таможенного оформления поставок электроэнергии, да и сам персонал Государственного таможенного комитета России весьма смутно представлял сущность поставок электроэнергии в соседние энергосистемы, связанные с ЕЭС России несколькими линиями электропередачи, электроэнергия по которым в разные периоды времени идет в противоположных направлениях. Специалистам ЦДУ вместе с таможенниками пришлось буквально с нуля описывать особенности параллельной работы энергосистем, учитывая законы Российской Федерации и стран-контрагентов, создавать необходимые для работы инструкции.

### **Чтобы объединиться, надо разъединиться**

Несмотря на заключенные договоры и подписанные соглашения о параллельной работе, дисциплина их исполнения хромала. На тот

момент все бывшие республики СССР переживали острый экономический кризис и, не имея средств на покупку топлива или электроэнергии, зачастую поддерживали баланс в своих энергосистемах за счет внепланового импорта электроэнергии, поставщиком которой во всех случаях была ЕЭС России. Никаких финансовых обязательств при этом брать на себя никто не хотел. Ликвидировать правовой и финансовый хаос в обстановке, сложившейся на постсоветском пространстве, не представлялось возможным. Пользуясь безнаказанностью, энергосистемы некоторых стран начали нарушать согласованные режимы межгосударственных перетоков. По воспоминаниям Александра Бондаренко, исключения составляли энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии и Литвы, которые строго соблюдали плановые режимы и за все 1990-е годы не дали ни одного повода к упреку за нарушение режима.

С традиционным, еще со времен СССР, нарушителем режима перетоков – энергосистемой Грузии помогали справиться устройства противоаварийной автоматики, осуществлявшие автоматическое отделение Грузинской энергосистемы при нарушении согласованных режимов перетоков. При этом такое отделение не влияло на режимы третьих стран, так как значительная часть энергосистем Закавказья к тому времени работала изолированно. Например, энергосистема Армении была отделена от ЕЭС из-за повреждения линии 220 кВ, связывавшей энергосистемы Армении и Грузии, а также из-за разрушения в период военного конфликта в Нагорном Карабахе линии 330 кВ, соединявшей энергосистемы Армении и Азербайджана. В результате этих событий, кстати, энергосистема Армении до сих пор работает отдельно от ЕЭС России. Что касается энергосистемы Азербайджана, то она сыграла весьма положительную роль в стабилизации энергоснабжения Республики Дагестан в период, когда все связи Дагестанской энергосистемы с ОЭС Северного Кавказа были разрушены в результате военных действий в Чечне.

Наибольшие трудности в вопросах «безвозмездного потребления» возникли с Казахстаном и Украиной. К примеру, руководство

энергетической отрасли Украины решило, что можно значительно сэкономить на топливе для собственных станций, если, сократив выработку электроэнергии, бесплатно пользоваться российскими ресурсами. Они брали российскую электроэнергию в огромных количествах, превышая все максимально допустимые размеры перетоков. Не гнушались подобными методами решения собственных проблем и в Казахстане. Но прекратить параллельную работу с энергосистемами-нарушителями было чрезвычайно сложно. Дело в том, что с Казахстаном Россию связывали 60 линий электропередачи, а с Украиной – больше 50. Через украинские сети осуществлялось электроснабжение Северного Кавказа, а Казахстан предоставлял транзит для связи центральной части России с Сибирью. Таким образом, Россия находилась в зависимости от партнеров, и диспетчерам ЦДУ для эффективного управления энергосистемой в этих условиях приходилось проявлять то определенную гибкость, то необходимую твердость.

Однако, кроме экономических потерь, бессистемное потребление электроэнергии со стороны Украины и работа межсистемных связей с перетоками выше допустимых создавали угрозу работе примыкающих к границе с Украиной Курской и Нововоронежской атомных электростанций. Чтобы не доводить ситуацию до крайности, было принято решение о разделении российской и украинской энергосистем. То, что разделяться необходимо, понимали обе стороны. Серьезные нарушения могли возникнуть не только в российской, но и украинской энергосистеме. В результате было принято согласованное решение по схеме деления, согласно которому и провели разделение энергосистем России и Украины. Причем энергетики не исключали возможности параллельной работы в будущем.

Первое разделение произошло в ноябре 1993 года. По взаимосогласованной схеме деления небольшая часть украинской энергосистемы работала параллельно с ОЭС Центра, а основная часть работала параллельно с ОЭС Северного Кавказа (сейчас – ОЭС Юга). При этом

в связи с неудовлетворительным балансом энергосистемы Украины частота электрического тока в этой части поддерживалась на уровне 49,0–49,3 Гц. Что, кстати, послужило толчком к ускоренному отделению в 1993 году от энергообъединения стран СНГ и Балтии энергосистем Венгрии, Польши, Чехословакии и Восточной части энергосистемы Германии.

Само политическое решение об отделении от ЕЭС России и интеграции в Западноевропейское энергообъединение УСРТЕ было принято в этих странах раньше, и для его практической реализации западными финансовыми организациями были выделены деньги на проведение в течение нескольких лет модернизации оборудования электрических станций и сетей. Однако изолированная работа четырех энергосистем Восточной Европы привела к значительным трудностям в управлении их электроэнергетическими режимами, что ускорило процесс модернизации, и уже через два года энергосистемы Польши, Венгрии, Чехии, Словакии и Восточная часть энергосистемы Германии соединились на параллельную работу с Западноевропейским межгосударственным энергообъединением. Энергосистемы Румынии и Болгарии еще несколько лет продолжали работать совместно с энергообъединением стран СНГ и Балтии, после чего также вошли в УСРТЕ.

После первого отделения параллельную работу с ОЭС Украины многократно восстанавливали, но по тем же причинам приходилось снова и снова ее прерывать – в 1995, 1996, 1997 и 1998 годах.

Все эти годы РАО «ЕЭС России» предпринимало большие усилия для устранения зависимости ОЭС Северного Кавказа от транзита через Украину. Стабилизировать электроснабжение Юга России в конечном итоге удалось в результате сооружения линий электропередачи 500 кВ Трубная – Южная – Ростовская АЭС и достройки первого блока 1000 МВт Ростовской АЭС, строительство которого было прервано в «лихие годы» из-за борьбы общественности с атомными электростанциями.



*Транспортировка реактора ВВЭР-1000 на строящийся энергоблок № 1 Ростовской АЭС, 1988 год*

Подобная проблема привела и к разделению энергосистем России и Казахстана. Разъединив сети в 1996 году, энергетики России и Казахстана приступили к разработке нормативной документации, которая бы позволила им работать на параллельной основе. К сожалению, при разделении пришлось пожертвовать параллельной работой ЕЭС с ОЭС Сибири, которая перешла на изолированный режим работы. Впрочем, Казахстан достаточно быстро справился со своей частью проблемы, и договор о параллельной работе вновь был подписан.

К середине 1990-х годов система взаимодействия бывших структурных подразделений ЕЭС СССР претерпела кардинальные изменения: ОЭС Сибири, Северного Кавказа, а также энергосистемы Украины, Молдавии, Казахстана, Грузии, Азербайджана и Армении в течение разного периода времени работали изолированно. В таких условиях

обеспечивать надежность электроснабжения потребителей становилось все труднее. Для решения накопившихся к тому времени проблем на базе образованного в начале 1990-х годов Электроэнергетического совета стран СНГ (ЭЭС СНГ) была создана Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК). Большую работу по созданию этого оперативного органа и подготовке основных документов, регламентирующих его деятельность, проделали первый председатель КОТК – генеральный директор ЦДУ ЕЭС России Ф. Я. Морозов и специалисты ЦДУ ЕЭС.



*Диспетчерский зал ОДУ Сибири, 1990-е годы*

Основными направлениями деятельности КОТК стали создание и выпуск согласованных положений и инструкций, регламентирующих различные аспекты деятельности диспетчерских центров энергосистем при совместной параллельной работе, а также широкий обмен опытом

работы национальных диспетчерских центров. КОТК стала связующим звеном, позволив согласовать многие вопросы совместной работы энергосистем.

Однако трудности с обеспечением надежного функционирования энергообъединения энергосистем стран СНГ и Балтии проистекали не только из нарушения согласований о сальдо-перетоках энергосистем вновь образованных стран. Финансовый и экономический кризис, постигший Россию в 1990-х, привел к нарушению баланса между производителями электрической энергии, поставщиками топлива на электростанции и покупателями электрической энергии. Неплатежи за полученную электроэнергию приводили к неплатежам за поставленное топливо, что в свою очередь приводило к ограничениям поставок топлива на электростанции и, как следствие, – к нарушению плановых балансов электрической энергии и мощности. Неуравновешенность баланса мощности приводила к вводу ограничений, принудительному отключению потребителей и снижению частоты. В отдельные периоды положение с поддержанием частоты напоминало ситуацию конца 1970-х – начала 1980-х годов.

### Технологическое развитие

1990-е годы общепризнанно считаются провальным временем для энергетики. Действительно, снижение потребления электроэнергии, начавшееся еще в последние месяцы 1991-го, продолжалось на протяжении всего десятилетия. Так, в 1998 году достигшее минимума потребление составило 777,9 млрд кВт•ч – примерно 3/4 от потребления электроэнергии в 1991 году. За 10 лет установленная мощность электростанций страны выросла только на 4 млн кВт (в 2000 году она составила 204,6 млн кВт), да и то за счет достройки имевшегося в начале



*ЭВМ «Видеотон» ЕС-1011 – основа Централизованных систем  
противоаварийной автоматики Объединенных энергосистем  
в 1990-е годы*

1990-х задела в строительстве новых мощностей. С 1996 по 2000 год прирост установленной мощности был нулевым. Рост потребления и выработки электроэнергии начался с 1999 года по мере улучшения экономической ситуации в стране: уже в 2000 году выработка достигала 862,8 млрд кВт•ч.



*Главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР Александр Бондаренко (слева)  
и начальник ЦДУ ЕЭС СССР Федор Морозов, 1990-е годы*

Однако в области технологического развития ЕЭС, в первую очередь – в сфере развития технологий оперативно-диспетчерского управления, 1990-е отличаются значительными достижениями. Это десятилетие стало периодом массового отказа от больших ресурсоемких ЭВМ серии ЕС, занимавших сотни квадратных метров площади, энергозатратных, требовавших постоянного технического обслуживания и кондиционирования. Уже к середине 1990-х Центральное диспетчерское управление ЕЭС России в части

основных технологических процессов было оснащено персональными рабочими станциями, объединенными в локальную сеть. Этот тогда еще зарождавшийся инновационный «клиент-серверный» принцип организации технологических систем, в отличие от традиционной «централизованной» системы расчетов на единой большой ЭВМ, позволял осуществлять множество ключевых процессов параллельно. И такая организация уже выводила управление электроэнергетическим режимом на принципиально новый уровень, кардинально ускоряя расчеты, улучшая прогнозирование, помогая сделать процесс принятия решений еще более оперативным.

В 1990-х годах создается автоматизированная система подачи и обработки диспетчерских заявок, в диспетчерских центрах начинают использовать сначала квазиэлектронные, а затем и полностью цифровые коммутаторы, в ОДУ и ЦДУ устанавливаются агрегаты бесперебойного питания, обеспечивающие функционирование диспетчерского центра при неисправности в системе энергопитания здания. Начинается замена аналоговых систем централизованного регулирования частоты и перетоков мощности, противоаварийной автоматики ОЭС цифровыми, внедряются цифровые устройства записи переговоров диспетчерского персонала.

Последнее десятилетие XX века ознаменовалось глубокой модернизацией АСДУ, которые к концу 1980-х годов были созданы в подавляющем большинстве диспетчерских центров.

*АСДУ ЕЭС России – комплекс технических средств, программного и информационного обеспечения, предназначенный для повышения надежности и экономичности энергоснабжения потребителей при соблюдении требований качества электроэнергии.*

Под руководством главного инженера ЦДУ ЕЭС Анатолия Андреевича Окина и его заместителя Владимира Германовича Орнова

была осуществлена настоящая революция в техническом оснащении и организации систем автоматизированного диспетчерского управления, средств телемеханики и связи ЦДУ ЕЭС.

В течение 1992–1993 годов была разработана концепция модернизации оперативно-информационных и управляющих систем диспетчерского управления энергообъединений на основе супермикро- и супермини-ЭВМ, графических рабочих станций и персональных ЭВМ, объединенных в локальную сеть. Концепция предусматривала поэтапный, эволюционный переход от централизованных оперативно-информационных комплексов АСДУ к децентрализованным сетевым структурам. В 1993–1995 годах в ЦДУ ЕЭС проведена модернизация технических средств и программного обеспечения АСДУ.

Практически все задачи АСДУ, решавшиеся ранее на громоздких, требующих мощного электропитания и кондиционирования ЕС ЭВМ, были переведены на компактные персональные ЭВМ (прогнозирование нагрузки, оптимизация режима, электрические расчеты, обработка производственно-статистической информации и др.). Создание многоуровневой системы АСДУ позволило организовать обмен информацией о параметрах электрического режима энергосистем, начиная от энергообъекта и доходя до самой верхней ступени уровня диспетчерского управления. В распоряжении диспетчерского персонала и работников технологических служб появились необходимые для планирования и ведения режима данные: прогнозы потребления, запасы и поставки топлива, прогнозы погоды, обеспеченность гидроэнергоресурсами, балансы энергосистем и многое другое. Исчезла профессия сборщика информации, ушли в прошлое самописцы, все данные стали поступать, обрабатываться и архивироваться автоматически. Это позволяло работать на качественно ином уровне, решать функционально новые задачи: вести оценку состояния энергосистемы, моделировать ее режимы, использовать тренажеры диспетчера, автоматизировать прием и обработку заявок, регистрировать диспетчерские переговоры

и многое другое. К 1995 году число ПЭВМ, установленных в ЦДУ ЕЭС, выросло до 400.

В этот же период началось сооружение волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) и внедрение цифровых каналов связи, благодаря которым существенно увеличился объем передаваемой информации с энергообъектов в диспетчерские центры и повысилось качество диспетчерских телефонных каналов связи – новые коммутаторы, обладающие большими функциональными возможностями, значительно облегчили напряженную работу диспетчеров. Первую ВОЛС внедрили в Ленэнерго в 1989 году, а за следующее десятилетие в энергосистемах было построено около 7000 км ВОЛС с подвеской на ЛЭП напряжением от 110 до 330 кВ.

В 1990-х, несмотря на хроническое недофинансирование, в основной сети ЕЭС началось внедрение новых перспективных устройств РЗА, выполненных на микропроцессорной базе, а также цифровых осциллографов и регистраторов аварийных событий. Постоянно совершенствовались программное обеспечение и технические средства центральной координирующей системы АРЧМ.

## **Первые шаги рынка**

В 1995 году происходят глубокие изменения в организационной структуре ЦДУ ЕЭС. В соответствии с приказом РАО «ЕЭС России» от 06.01.1995 № 1а «О совершенствовании оптового рынка перетоков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и потребительского рынка электроэнергии» ЦДУ ЕЭС было назначено координатором ОРЭМ.

Для выполнения новых функций в составе ЦДУ было создано специализированное подразделение – расчетно-диспетчерский центр (РДЦ), которое возглавил заместитель генерального директора ЦДУ

ЕЭС Борис Дмитриевич Сюткин<sup>28</sup>. Под его руководством и разрабатывались основные положения организации ФОРЭМ. В составе ОДУ начали работать территориальные расчетно-оптимизационные договорные центры (ТРДЦ). На РДЦ и ТРДЦ были возложены функции заключения коммерческих договоров, организация коммерческого учета мощности и электроэнергии, выполнения коммерческих и финансовых расчетов. По сути, в этот период ЦДУ покупало электроэнергию у крупных тепловых станций, ГЭС и АЭС, а также у избыточных энергосистем (АО-энерго) и продавало ее дефицитным, выступая «Единым покупателем» – именно так называется эта рыночная модель, кстати, по сей день работающая в ряде государств. Если РДЦ требовал от электростанции выдать дополнительную нагрузку, она получала дополнительную прибыль, а если разгружал, то компенсацию убытков плюс рентабельность. Конечно, это был еще примитивный рынок, но все равно эффект от оптимизации системы продаж электроэнергии был весьма заметным, особенно на фоне неплатежей и бартерных расчетов, в которых к середине 1990-х годов погрязли и электроэнергетика, и вся российская экономика.

Для организации автоматизированной системы расчетов в РДЦ была организована специальная служба, которая развернула активную работу по созданию автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), необходимых для удовлетворения потребностей федерального оптового рынка электрической энергии и мощности. К 1998 году системами коммерческого учета было оборудовано свыше 500 энергообъектов. В ЕЭС России на межгосударственных перетоках автоматизированными системами коммерческого учета были оснащены все линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше.

---

<sup>28</sup> *Борис Дмитриевич Сюткин (1928–2021) – заместитель начальника ЦДУ ЕЭС СССР, затем – генерального директора ЦДУ ЕЭС России (1989–1996 гг.). Генеральный директор РДЦ ФОРЭМ (стр. 404).*



2000-е годы

## От проекта к реализации

30 апреля 1998 года на пост председателя Правления РАО «ЕЭС России» назначен Анатолий Чубайс. Под его руководством в подмосковном Архангельском создана рабочая группа, задачей которой стала разработка концепции реформирования электроэнергетической отрасли. В результате появилась программа действий, предусматривавшая фазу налаживания технологической и платежной дисциплины в энергетике, а затем – глубокое реформирование отрасли.



*Визит главы РАО «ЕЭС России» А. Б. Чубайса и руководителя Администрации президента РФ С. С. Собянина в Главный диспетчерский центр ЕЭС России. Доклад главного диспетчера А. Ф. Бондаренко, 2007 год*

Тогда же, в мае 1998-го, впервые была документально оформлена идея сосредоточить управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в отдельной компании, независимой от коммерческих интересов субъектов отрасли. По сути, создание такой компании, способной обеспечить поддержание системной надежности ЕЭС России в условиях глобальных структурных перемен, должно было стать первым практическим шагом по реформированию российской электроэнергетики.

В дальнейшем в РАО «ЕЭС России» было создано несколько проектных групп, уже непосредственно разрабатывавших реформу. В эти группы вошли лучшие специалисты со всей страны. В проектную группу «Системный оператор», которая занималась стратегией реформирования системы управления электроэнергетическими режимами ЕЭС России в рамках рыночной модели, вошли заместитель директора ОДУ Урала – директор ТРДЦ ФОРЭМ Петр Михайлович Ерохин, его заместитель Борис Ильич Аюев, руководители ОАО «ЦДУ ЕЭС» – главный инженер Анатолий Андреевич Окин, главный диспетчер Александр Федорович Бондаренко, заместитель генерального директора Николай Васильевич Степанов.

При разработке новой модели отечественной системы оперативно-диспетчерского управления был изучен опыт ведущих мировых держав, энергетика которых перешла «на рыночные рельсы» задолго до российской, либо развивалась по этому пути с момента зарождения. Именно тогда был предложен уникальный вариант, сочетающий в себе трехуровневую организационную иерархию диспетчерских центров с распределенным исполнением различных функций по управлению энергосистемой и работой рынков.

Трехуровневая система оперативно-диспетчерского управления ЕЭС возникла еще в 1957 году, однако она была сформирована для другой экономической системы, смена которой сделала прежние командно-административные принципы взаимоотношений между уровнями недееспособными. Режимы энергосистем в регионах управляли

диспетчерские службы АО-энерго, в энергообъединениях – ОДУ, а на уровне ЕЭС – Центральное диспетчерское управление. В 1990-х все эти уровни имели разное административное подчинение. Такая организационная разобщенность исключала возможности формирования единых методов и деловых процессов на разных уровнях диспетчеризации. Поэтому при сохранении трехуровневой структуры система получила принципиально новое содержание, внутренний организационный дизайн и административный каркас, соответствующие новым условиям существования ЕЭС. В основу идеологии структуры управления, сосредоточенной в единой компании, была положена независимость от субъектов отрасли: генерирующих, сетевых, сбытовых компаний. Согласно идее разработчиков, это позволяло не только удержать технологическую целостность отрасли при дальнейшем ее реформировании с разделением по видам деятельности, но и в дальнейшем обеспечивать эффективную работу оптового рынка и разрабатывать более гармоничные планы развития энергосистемы.

В начале 2002 года концепция новой модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России была представлена на заседании комиссии по реформированию, которую возглавлял председатель Правления РАО «ЕЭС России». После активного обсуждения проект был одобрен.

17 июня 2002 года создано ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы», переименованное впоследствии в «Системный оператор Единой энергетической системы» – так впервые в истории России оперативно-диспетчерское управление энергосистемой было выделено в отдельную инфраструктурную компанию.

В число первых руководителей ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» вошли участники проектной группы: **Борис Ильич Аюев**<sup>29</sup>, ставший в но-

---

<sup>29</sup> *Борис Ильич Аюев – Председатель Правления АО «СО ЕЭС» с 2004 по 2021 г. (стр. 367).*

вой компании заместителем Председателя Правления по производственной деятельности, а с 2004 года возглавивший Системный оператор; Петр Михайлович Ерохин, вошедший в Правление; директор ТРДЦ ФОРЭМ ОДУ Северного Кавказа **Николай Григорьевич Шульгинов**<sup>30</sup>, ставший членом Правления, директором по техническому аудиту; начальник службы вычислительной техники ОДУ Северного Кавказа Михаил Дмитриевич Абраменко, назначенный директором по информационному обеспечению; заместитель генерального директора ОДУ Средней Волги Владимир Михайлович Пивоваров и ряд других специалистов, часть которых перешла в Системный оператор из ЦДУ ЕЭС.

Руководить этой командой РАО «ЕЭС России» поручило **Виктору Карловичу Паули**<sup>31</sup>, на тот момент – начальнику Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей, члену Правления РАО.

## Формирование оргструктуры Системного оператора

На руководителях Системного оператора лежала большая ответственность. Ведь от итогов проекта в тот момент фактически зависела судьба всей энергореформы: невозможно было начинать разделение отрасли на генерирующие, сбытовые и сетевые компании без единой стабильно работающей системы технологического управления энергосистемой.

---

<sup>30</sup> *Николай Григорьевич Шульгинов – первый заместитель Председателя Правления Системного оператора с 2004 по 2015 г. (стр. 409).*

<sup>31</sup> *Виктор Карлович Паули (1951–2016) – Председатель Правления Системного оператора с 2002 по 2004 г. (стр. 392).*

Команде менеджеров, возглавивших Системный оператор, предстояло многое начать с нуля. Необходимо было не только осуществить передачу функций по управлению режимами от прежней системы оперативно-диспетчерского управления к новой, но и обеспечить формирование материальной базы, нормативно-технологической документации, регулирующей ее работу и взаимоотношения с другими субъектами отрасли, выстраивание ключевых деловых процессов, по которым компании предстояло работать в условиях масштабной трансформации отрасли и далее – после окончания реформы.



*Передача функций оперативно-диспетчерского управления от филиала ОАО РАО «ЕЭС России» ОДУ Урала филиалу ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» ОДУ Урала. Слева направо: С. И. Демидов, А. В. Деведжиев, А. В. Юдин, генеральный директор П. М. Ерохин, первый заместитель генерального директора – главный диспетчер В. И. Павлов, С. Н. Сюткин, А. П. Тураев, 2002 год*

Оформление оргструктуры Системного оператора было в целом завершено уже в 2003 году. К концу года в состав ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» входило 65 филиалов: семь ОДУ и 58 региональных диспетчерских управлений (РДУ), хотя режимами своих энергосистем большинство РДУ еще не управляло – этим по-прежнему занимались диспетчерские службы АО-энерго (дочерних компаний РАО «ЕЭС России» в регионах).

Если с организацией второго уровня проблем не возникало – ОДУ были переданы в подчинение новой компании вместе с трудовыми коллективами и производственными фондами, – то формирование третьего уровня иерархии – региональных диспетчерских управлений – стало самой сложной частью процесса организации новой системы технологического управления энергосистемой и затянулось на пять лет.

РДУ пришлось создавать заново. Для этого было необходимо выделить функционал, человеческие и технологические ресурсы для планирования и управления режимами из АО-энерго и передать их во вновь создаваемые филиалы Системного оператора. Далекое не все руководители АО-энерго были готовы к выделению функций оперативно-диспетчерского управления из вертикально интегрированных компаний. По сути, это являлось стартовым этапом энергетической реформы, которая принималась далеко не всеми.

В большинстве регионов удалось взять в аренду у АО-энерго действующие диспетчерские залы и офисные помещения для размещения технологических и нетехнологических служб РДУ. При этом зачастую персонал некоторых подразделений, например, служб РЗА, переходил из АО-энерго в РДУ вместе с функционалом.

Механизм организации РДУ был опробован сначала на пилотных проектах, в качестве которых выбраны Свердловская, Тульская области и Ставропольский край. Для этого на базе существовавших в региональных АО-энерго обособленных подразделений были созданы три филиала: РДУ «Тулэнерго», РДУ «Свердловэнерго» и РДУ «Ставропольэнерго». Впоследствии первое стало Тульским РДУ, второе – Свердловским РДУ,





*Реконструированный диспетчерский зал Московского РДУ, 2007 год*

а третье, по предложению генерального директора ОДУ Северного Кавказа Владимира Васильевича Ильенко, кроме Ставропольской энергосистемы приняло управление режимами небольших энергосистем четырех республик Северного Кавказа и стало Северокавказским РДУ. Основной задачей «пилотов» были отработка процессов разделения функций и полномочий между РДУ и АО-энерго и замена существовавших административных отношений договорными. Опыт пилотных проектов в дальнейшем использовался при создании всех остальных региональных диспетчерских управлений.

Формирование третьего уровня оперативно-диспетчерского управления полностью завершилось лишь к ноябрю 2008 года. Последними к управлению режимами работы региональных энергосистем приступили РДУ Татарстана, Иркутское, Новосибирское, Башкирское и Балтийское РДУ.

### «Болезни роста»

Серьезной проблемой, требующей скорейшего разрешения уже на первых порах существования Системного оператора, стало создание собственной телекоммуникационной системы – одного из базовых инструментов диспетчерского управления. До появления Системного оператора все каналы связи с энергетическими объектами заходили на телефонные станции АО-энерго. Каналов было немного, и качество связи зачастую страдало.

Михаил Абраменко, возглавлявший ИТ-блок Системного оператора, так вспоминает тот период: *«Нередкими были ситуации, когда диспетчер не мог дозвониться до объекта из-за загруженности линий. Нам было сразу понятно, что у Системного оператора должна быть своя специализированная телекоммуникационная сеть, которая включала*

*бы в себя выделенные каналы связи с энергообъектами. АО-энерго предлагали подключаться к объектам только через их корпоративные сети связи, которые не отвечали критериям надежности диспетчерского управления».*

В 2003 году в Карелэнерго произошла авария из-за поломки на корпоративной телефонной станции, после чего вопрос о создании отдельной телекоммуникационной системы был поднят уже на уровень РАО «ЕЭС России». Сопrotивление было преодолено, и Системному оператору удалось развернуть создание собственной технологической сети связи, ставшей впоследствии крупнейшей по сравнению с сетями связи системных операторов других стран.

Задачей, требовавшей скорейшего разрешения и напрямую связанной с развитием рыночных преобразований отрасли, являлся переход на новый унифицированный оперативно-информационный комплекс ОИК СК-2003 (впоследствии были СК-2007 и более поздние версии обновлений). Единых требований в сфере программного обеспечения для диспетчерского персонала в 1990-е годы не существовало, поэтому не было и унифицированного программного обеспечения. Системный оператор столкнулся с тем, что региональные энергосистемы управлялись с использованием различного программного обеспечения, разработанного в разные годы и разными командами программистов, что принципиально затрудняло унификацию деловых процессов оперативно-диспетчерского управления.

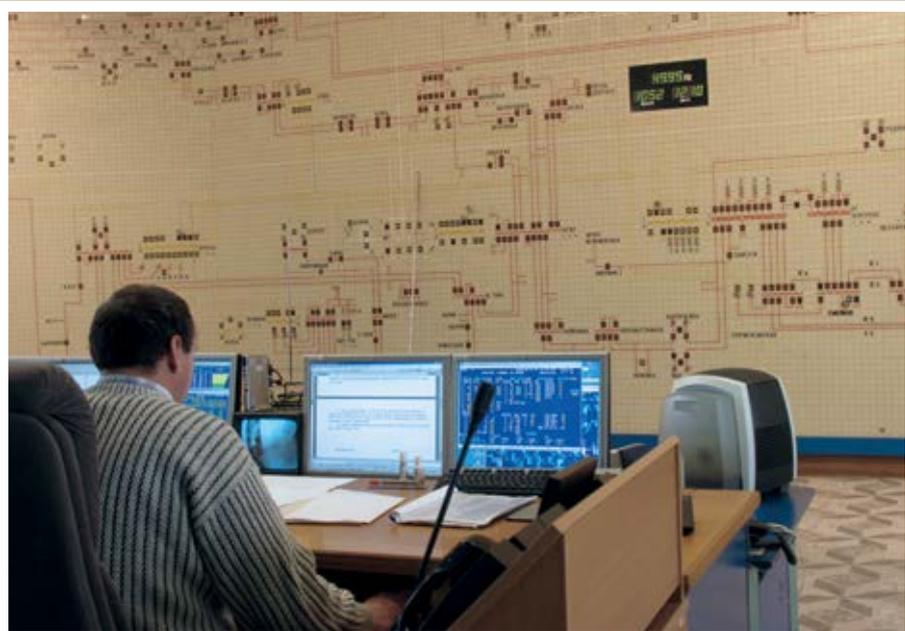
Уникальная система подготовки и повышения квалификации кадров Системного оператора, по праву считающаяся на сегодняшний день одной из лучших в отрасли, также начала формироваться в первые годы становления Системного оператора. Здесь пригодился опыт регионов, в особенности – ОДУ Юга, где к тому времени уже работал Центр тренажерной подготовки персонала, ставший прообразом будущих ЦТПП всего Системного оператора. В оснащение центров и пунктов тренажерной подготовки компанией было вложено много усилий и средств,

разработано специальное программное обеспечение (компьютерные режимные тренажеры, тренажеры по отработке переключений и др.), которое позволяет отрабатывать переключения, действия в аварийных режимах и проводить дистанционные тренировки.



*Участники первого Всероссийского конкурса профессионального мастерства оперативно-диспетчерского персонала филиалов ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Региональных диспетчерских управлений, 2004 год*

Большое значение в первые годы работы Системного оператора придавалось формированию современной технологической инфраструктуры оперативно-диспетчерского управления. В соответствии с разработанной программой, во второй половине 2000-х годов началась



*Диспетчерский зал Свердловского РДУ, 2005 год*



*Узел связи Свердловского РДУ, 2005 год*



*Здание Новгородского РДУ, 2004 год*



*Диспетчерский щит Новгородского РДУ, 2006 год*

реализация территориальных инвестиционных проектов по созданию инфраструктуры и технологическому переоснащению диспетчерских центров в регионах. Все новые диспетчерские центры, в которые переезжали РДУ, до этого размещенные в арендованных помещениях, оснащались в соответствии с требованиями, применяемыми к диспетчерским центрам Системного оператора. Мнемонические мозаичные щиты уступили место видеопроекторным, обеспечивающим больший объем, точность и оперативность информации о состоянии объектов электроэнергетики. Диспетчерская связь организовывалась на основе волоконно-оптических линий, обеспечивающих более высокую скорость и надежность передачи данных. Здания оснащались системой гарантированного электроснабжения, включающей автономные источники питания для обеспечения непрерывного оперативно-диспетчерского управления в случае аварийного пропадания внешнего электроснабжения.

## Момент истины

Аварии в энергосистеме, неизбежно возникающие в силу ее сложности, всегда становятся проверкой на прочность. От того, насколько хорошо оснащена энергосистема технически, от состояния ее основного оборудования и защит и, конечно, отлаженности процессов оперативно-диспетчерского управления зависят развитие аварии и тяжесть ее последствий.

Московская авария 25 мая 2005 года, вошедшая в историю как «авария на подстанции Чагино», стала проверкой на прочность, а также стимулом для радикальных изменений в электроэнергетике, переживавшей в те годы не самый лучший и стабильный свой период. В очередной раз подтвердилась печальная шутка о том, что «энергосистема развивается от аварии к аварии».

### *Московская авария в ряду мировых событий*

*Начало 2000-х было настолько «урожайным» на значимые системные аварии во всем мире, что даже подтолкнуло системных операторов крупнейших энергосистем мира к созданию профессиональной ассоциации (**Very Large Power Grid Operators, VLPGO, позднее – GO15**). Основанная в 2004 году Ассоциация изначально создавалась именно как сообщество по информационной и методической взаимопомощи системных операторов в вопросах противодействия крупным авариям.*

*К тому времени мировая энергетика пережила ряд крупнейших блэкаутов. Как, например, знаменитый «северо-восточный блэкаут» в США и Канаде 14 августа 2003 года с потерей почти 23 ГВт мощности и отключением более 50 млн потребителей, электроснабжение которых было окончательно восстановлено только через два дня, а на полное восстановление энергосистемы ушло две недели. Или не менее масштабная авария 28 сентября 2003 года в Италии с потерей 20 ГВт мощности, затронувшая всю страну, кроме острова Сардиния, и оставившая без электричества более 55 млн человек – некоторые из них оставались без света целых 20 часов. За год до этого, в январе 2002-го, блэкаут случился в Бразилии – потеряно почти 23,8 ГВт на более чем четыре часа. В мае 2000 года на несколько часов был полностью обесточен Лиссабон. В январе 2001 года произошли каскадные сбои по всей северной Индии. 23 сентября 2003 года перебои в электроснабжении затронули пять миллионов человек в восточной Дании и южной Швеции.*

*Если сравнить московские события 2005 года со значимыми системными авариями в других странах, можно отметить, что успешно созданная и совершенствовавшаяся десятилетиями Единая энергосистема России и выстроенная в ней эффективная структура оперативно-диспетчерского управления помогли избежать*

*масштабного развития аварии и ускорить восстановление энергосистемы после ее возникновения, а также не допустить массового выхода из строя энергетического оборудования. Но стало ясно, что предстоит еще проделать гигантскую работу над изменениями, позволяющими минимизировать сами причины возникновения подобных аварий, в которую необходимо было вовлечь все субъекты отрасли.*

Развитие аварии началось постепенно – за двое суток до рокового дня – с возгорания проработавшего к тому моменту уже 43 года измерительного трансформатора тока на подстанции 500 кВ Чагино, одной из узловых в системообразующей сети столицы.



*ПС 500 кВ Чагино, 2010-е годы*

Через день такая же судьба постигла другой трансформатор этой подстанции, отработавший к тому времени уже почти полвека.

Финальной точкой стало самопроизвольное отключение воздушного выключателя ранним утром 25 мая, приведшее к потере собственных нужд подстанции Чагино. Закончилась авария в утренний максимум нагрузки 25 мая так называемой «лавиной напряжения» – неконтролируемым каскадным развитием, приведшим к обесточению более 300 подстанций Московской энергосистемы от 35 до 110 кВ и десяти подстанций 220–500 кВ магистральных электрических сетей, что вызвало отключения также в соседних энергосистемах ОЭС Центра. На девяти электростанциях отключилось генерирующее оборудование с суммарной нагрузкой 1 635 МВт, в том числе на четырех из них – с потерей собственных нужд. В общей сложности в Московской, Тульской, Калужской, Рязанской и Смоленской энергосистемах отключилось почти 3 540 МВт потребления. Но, несмотря на значительный масштаб аварии, обошлось без серьезных повреждений оборудования, систем жизнедеятельности, гибели людей.

Диспетчеры Системного оператора быстро «собрали» развалившуюся энергосистему региона в единое целое. К 18:00 25 мая удалось подключить часть социально значимых объектов в Москве, большую часть потребителей Тульской области. В Калужской, Рязанской и Смоленской областях электроснабжение было восстановлено полностью. К вечернему максимуму нагрузки в Московской энергосистеме из отключенных во время аварии около 2 500 МВт оставались без электроэнергии потребители с суммарной нагрузкой порядка 600 МВт. К утреннему максимуму нагрузки 26 мая схема сетей 110–220 кВ Москвы была полностью восстановлена. После этого по мере роста нагрузки подключали оставшихся отключенными потребителей. К 14:00 аварию ликвидировали полностью.

Расследование, как это обычно и бывает в таких случаях, показало целый комплекс причин и факторов и указало направления необходимых действий не только в центральном регионе, но и во всей России. Можно с уверенностью сказать, что после московской аварии 2005 года

вся страна повернулась к энергетике лицом и осознала, что на самом деле без развития энергокомплекса невозможно развитие промышленности, транспорта, экономики страны в целом.

Генеральный директор Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Центра» Сергей Сюткин в интервью журналу «50 Герц» назвал три основные предпосылки московской аварии. Во-первых, недофинансирование мероприятий по развитию энергосистемы в прошлые годы на фоне роста экономики региона. Во-вторых, отсутствие сбалансированного плана развития энергетики Москвы и Московской области с «перекосом» в строительство генерации в ущерб сетевому строительству, что привело к появлению большого количества «узких мест». В-третьих, предпосылки организационного плана: авария случилась на пике масштабной реформы отечественной электроэнергетики – в процессе передачи функций управления сетевыми объектами 220 и 500 кВ от «Мосэнерго» в Федеральную сетевую компанию. Это среди прочих причин осложнило взаимодействие персонала энергетических объектов между собой и с диспетчерскими центрами Системного оператора.

Действительно, расследование аварии высветило целый ряд проблем, характерных не только для столичной энергосистемы, но и для всей российской энергетики того периода. К примеру, некоторые из объектов генерации не смогли развернуть из «холодного резерва» по техническим причинам, связанным с недостаточным уровнем технической эксплуатации изношенного оборудования. Массовое отключение ВЛ оказалось связанным не только с перегрузкой, но и с большим количеством коротких замыканий на древесно-кустарниковую растительность или кучи промышленного хлама в защитной зоне линий электропередачи. Свою роль сыграла и крайне недостаточная оснащенность энергосистемы устройствами управления реактивной мощностью, системами телеизмерений и телесигнализации, средствами связи, противоаварийной автоматикой. Так, автоматических устройств

разгрузки электрической сети при снижении напряжения и перегрузках линий электропередачи (специальная автоматика отключения нагрузки – АОСН, САОН) в Московской энергосистеме на тот момент попросту не существовало. Недостаточный уровень исполнительской дисциплины персонала энергообъектов приводил к невозможности применения графиков аварийного отключения электроснабжения и серьезным проблемам при включении некоторых линий электропередачи в процессе ликвидации аварии.

Отдельным направлением работы, проведенной по итогам расследования, стало повышение надежности энергосистемы столичного региона. Перечень только первоочередных организационно-технических мероприятий насчитывал в общей сложности около двух десятков пунктов, в числе которых ускорение замены устаревшего оборудования и реконструкции подстанций и линий 110–220 кВ, анализ и доработка схемы развития Московской энергосистемы с учетом роста потребления. В последующие годы в ней было введено около четырех гигаватт новой генерации, протяженность линий 220 кВ увеличилась почти в три раза, построено около 60 подстанций 110–750 кВ, за счет новых объектов и реконструкции действующих подстанций достроено и значительно усилено московское «энергетическое кольцо 500 кВ» – наиболее надежная для мегаполиса схема электросетевой инфраструктуры, частью которой является ПС 500 кВ Чагино.

Авария дала мощный импульс для развития энергетики не только Московского региона, но и всей ЕЭС России, остро поставив вопросы скоординированного развития генерации, сетей, систем противоаварийной автоматики и средств диспетчерского технологического управления. Можно сказать, что московская авария ускорила разработку комплексной системы планирования перспективного развития ЕЭС России, принятой в 2009 году, и стимулировала разработку общеобязательных требований к обеспечению надежности ЕЭС России.

Отдельным выводом по итогам московской аварии стало понимание необходимости выработки особых требований к обеспечению надежности энергосистем мегаполисов. Их особенности: большая концентрация мощности электростанций и плотность сетей (что ведет к росту токов короткого замыкания и усложняет расчет параметров настройки РЗА), высокая доля комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (вызывает сильное взаимовлияние режимов электро-, тепло- и газоснабжения), большое количество потребителей первой и второй категории надежности, в том числе инфраструктуры жизнеобеспечения, не допускающей перерывов в электроснабжении, и другие не менее важные факторы, – все это требует учета при планировании схем электроснабжения крупнейших промышленно-экономических регионов.

Горький опыт аварии 25 мая 2005 года показал необходимость изменения подходов к развитию и функционированию Единой энергосистемы России в целом. До этих событий считалось, что большие резервы генерирующей мощности обеспечат работу энергосистемы на долгие годы без больших капитальных затрат на строительство сетевых объектов и генерацию. При этом шел неконтролируемый процесс образования новых центров питания при снижении потребления в существующих, что приводило к дефициту пропускной способности электрической сети и реактивной мощности в отдельных районах энергосистемы. В Московском мегаполисе эти недостатки проявились особенно наглядно, потребовав организовать сетевое строительство и ввод новой генерации в кратчайшие сроки. Стало понятно, что обеспечить надежную работу ЕЭС России и спрогнозировать ее сбалансированное развитие возможно только на основе единых математических моделей, учитывающих размещение генерирующих мощностей, резервов, центров потребления, пропускную способность электрической сети и допустимые параметры ее работы.

Образованный в 2002 году Системный оператор аккумулировал имеющиеся на тот момент знания и опыт энергетиков в вопросах обеспечения надежной работы энергосистемы и технических требований к генерирующему и сетевому оборудованию. Исторически обладая компетенциями по моделированию и расчету электроэнергетических режимов, Системный оператор взял на себя координацию комплексного развития энергосистемы Московского региона. В результате были усовершенствованы процедуры проектирования объектов электроэнергетики, подключения потребителей и объектов генерации к электрической сети, планирования ремонтных работ, закреплены требования по передаче телеметрии в диспетчерские центры Системного оператора и организации диспетчерских каналов связи. Подключение к энергосистеме новых объектов стало невозможно без учета оценки их влияния на электроэнергетический режим и реализации необходимых мероприятий, направленных на недопущение снижения уровня надежности системы при ее развитии. Данные подходы были отработаны и внедрены сначала в Московской энергосистеме при ликвидации последствий аварии 2005 года, а затем распространены во всей ЕЭС России и закреплены в нормативной базе электроэнергетики.

Осмысление причин аварии наглядно показало, к чему приводят несоблюдение отстаиваемых Системным оператором обоснованных и разумных требований по поддержанию надежности в процессе эксплуатации, проектирования, строительства и ввода в работу энергообъектов, а также приоритет исключительно экономических параметров при организации обслуживания оборудования и реализации проектов в энергосистеме. Уже через несколько лет после аварии никому и в голову не могло прийти сдать объект, не оснащенный средствами технологической диспетчерской связи и телесистемами, или построить одну цепь линии электропередачи вместо запланированных двух, или использовать кабель с меньшим сечением, что до Чагино встречалось довольно часто.

## Невидимая рука рынка

Постепенное внедрение рыночных процедур в процесс управления режимами стало важным фактором совершенствования технологий Системного оператора. Еще до официальной регистрации компании – в процессе разработки концепции проектной группой – перед Системным оператором была поставлена задача создания технологической инфраструктуры оптового рынка электроэнергии и мощности. Так что уже в первый год существования были разработаны и первые нормативно-технические документы, необходимые для запуска переходной модели рынка.

В 2000-е годы в российской электроэнергетике поэтапно внедрялись новые рыночные механизмы. В ноябре 2003 года, согласно плану реформирования, в отрасли появился конкурентный сектор торговли электроэнергией, названный «Сектор 5–15». Свое название он получил благодаря установленным для него правилам, по которым производитель мог продать от 5 до 15 % выработанной электроэнергии по свободным нерегулируемым ценам.

В 2006 году была запущена новая модель оптового рынка электроэнергии, основанная на двухсторонних регулируемых договорах, «встроенных» в узловую модель свободного ценообразования на рынке на сутки вперед. Доля поставок электроэнергии по таким договорам постоянно снижалась уже начиная с 2007 года, сокращаясь на 5 % каждое полугодие, пока не снизилась до нуля к началу 2011 года. С этого момента продажа электроэнергии по регулируемым ценам (тарифам) для коммерческих потребителей в ценовых зонах ЕЭС России была полностью прекращена за исключением регулируемых договоров, направленных на сдерживание тарифов для населения.

20 октября 2005 года в ЕЭС России появился балансирующий рынок (БР). Именно при переходе к нему от сектора отклонений было завершено формирование полноценной модели рынка электроэнергии со свободным ценообразованием. С момента запуска БР фактическое планирование загрузки электростанций и формирование диспетчерских графиков стало осуществляться по результатам конкурентного отбора ценовых заявок с использованием формальных математических алгоритмов. Такая организация рынка обеспечивает максимально эффективное использование имеющихся ресурсов генерации и минимизацию стоимости электроэнергии для потребителей.

Для запуска балансирующего рынка Системным оператором была реализована охватывающая все три уровня диспетчерского управления РДУ – ОДУ – ЦДУ технология расчета предварительного плана балансирующего рынка (ПБР) – конкурентного отбора ценовых заявок поставщиков, проводимого по тем же алгоритмам расчета, которые использовал Администратор торговой системы в рынке на сутки вперед. Уже с февраля 2006 года Системный оператор перешел к внутрисуточным расчетам ПБР с задействованием всей вертикали диспетчерских центров. Таким образом, электростанции получили возможность внутрисуточной оптимизации собственных графиков нагрузки за счет использования рыночных механизмов – подачи оперативных ценопринимающих заявок, а компенсация отклонений в графиках потребления стала обеспечиваться наиболее экономически эффективным способом. С момента запуска внутрисуточных расчетов БР вся система урегулирования отклонений фактических графиков генераторов и потребителей от результатов рынка на сутки вперед осуществляется с применением актуальных и соответствующих текущим системным условиям почасовых нерегулируемых цен, формируемых с учетом потерь и ограничений на передачу в сетях. Постепенно, по мере развития информационных технологий, Системный оператор сокращал интервал расчета планов БР, обеспечив с сентября 2016 года проведение ежечасных расчетов.

Важной особенностью реализованной модели балансирующего рынка стали принятые принципы ценообразования, создающие однозначные экономические стимулы для участников следовать плановым графикам и исполнять команды диспетчера, минимизируя отклонения от плана. Было определено два типа инициатив отклонений – внешние, то есть связанные с изменением планового графика по результатам работы рынка внутри суток или в связи с получением команды диспетчера, и собственные – любые отклонения от плана по внутренним причинам участника. Стоимость покупаемой/продаваемой на балансирующем рынке электроэнергии определяется с учетом инициативы отклонений так, что выполнение актуальных плановых графиков и команд диспетчера всегда экономически выгоднее, чем самовольное отклонение от них. Таким образом, помимо повышения эффективности загрузки электростанций, балансирующий рынок задал условия, поддерживающие оперативную диспетчерскую дисциплину в энергосистеме экономическими методами, заменившими существовавшие ранее сугубо административные. Новые экономические отношения в отрасли стали гармонично поддерживать надежность работы энергосистемы, что было крайне важно при увеличении количества независимых игроков на рынке и снижении эффективности административных мер воздействия.

Основу парка генерирующего оборудования в ЕЭС России составляет паросиловое оборудование. Особенностью такой генерации является длительное время перевода из резерва в рабочее состояние, составляющее от четырех часов до двух суток, и связанные с этим значительные топливные затраты, не приводящие к поставкам электроэнергии. Кроме того, пусковые операции сильно сокращают ресурс оборудования и приводят к его ускоренному износу. Из этого следует одновременно и технологическая, и экономическая целесообразность минимизации количества пусков/остановов генерирующего оборудования.

Для решения этой задачи наиболее эффективным и прозрачным способом РСВ и БР в 2007 году были дополнены выполняемой Системным

оператором формализованной технологией выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) – процедурой, предшествующей работе РСВ и решающей задачу определения того, какие энергоблоки необходимо ввести в работу, а какие остановить в резерв с учетом актуальных прогнозов потребления, планов по выводу оборудования в ремонт, а также значительного количества технологических ограничений, в том числе на частоту и периодичность пуска/останова каждой единицы генерирующего оборудования. Запуск ВСВГО потребовал разработки специальных регламентов рынка и создания еще одной «сквозной» технологии, охватывающей все филиалы Системного оператора и поддерживающей значительный информационный обмен с электростанциями и Администратором торговой системы.



*Председатель Правления Системного оператора с 2004 по 2021 год Б. И. Аюев (второй справа) на конференции «Системные операторы и рынки электроэнергии: опыт ЕЭС России и международная практика», 2007 год*

Целевая модель оптового рынка также подразумевала запуск отдельного сектора – рынка мощности.

Прообраз рынка мощности, обеспечивающего возможность покрытия спроса на электроэнергию в энергосистеме на ближайшие несколько лет, стартовал в сентябре 2006 года, когда в процессе развития рыночных механизмов был запущен так называемый НОРЭМ – «новый рынок электроэнергии и мощности». Если раньше плата за мощность для электростанции определялась ее паспортными характеристиками и тарифом, включавшим условно постоянные затраты, то есть не зависела от фактической работоспособности оборудования, то теперь мощность стала товаром, поставка которого на оптовый рынок рассчитывалась исходя из выполнения требований по обеспечению готовности оборудования к выработке электроэнергии. Для обеспечения работоспособности новой модели Системным оператором была разработана специальная методология и закрепляющие ее документы – Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка и Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям, подробно устанавливающие процедуры определения готовности оборудования и определения фактически поставляемых объемов мощности. Запуск рынка мощности потребовал существенной модернизации действующих и разработки новых деловых процессов, также охватывающих все три уровня диспетчерского управления, и программных комплексов, позволяющих обрабатывать огромные массивы данных с использованием единых требований и алгоритмов. В тестовом режиме были отработаны все технологические и организационные вопросы, что позволило с 1 декабря 2006 года использовать ее результаты для проведения фактических финансовых расчетов на оптовом рынке.

К 2008 году модель оптового рынка мощности с некоторыми доработками была реализована в полном объеме. Июль 2008-го, когда Системный оператор провел первый конкурентный отбор мощности

(изначально – на ближайшие полгода), считается датой создания этого рыночного сегмента в ЕЭС России. В модель рынка мощности были также внедрены процедуры аттестации генерирующего оборудования, ставшей обязательным условием поставки мощности на оптовый рынок. Первоначально аттестованный объем мощности определялся расчетным путем, а требование по проведению фактического тестирования было установлено только для вновь вводимого оборудования. Впоследствии обязательство регулярно проходить процедуру аттестации, подтверждая заявляемые параметры оборудования, было распространено на все генерирующие объекты, функционирующие на оптовом рынке. Это позволяет максимально объективно оценивать наличие мощности и работоспособность оборудования всех электростанций, участвующих в оптовом рынке.

Рынок мощности стал важным экономическим и технологическим механизмом, обеспечивающим наличие необходимых мощностей в энергосистеме в средне- и долгосрочной перспективе. В рамках этого рыночного сегмента инвесторы и владельцы электростанций обязуются в установленный срок ввести в строй новое оборудование и (или) поддерживать работоспособность имеющегося, а потребители – оплатить сооружение и содержание этих генерирующих мощностей.

Как и балансирующий рынок, рынок мощности также создал систему экономических стимулов, направленных на поддержание диспетчерской дисциплины независимыми участниками рынка, что является важным условием обеспечения надежности работы ЕЭС в современных условиях. Правила подтверждения объемов фактически поставленной на рынок мощности делают выгодным безусловное соблюдение плановых графиков ремонтов оборудования и снижение его аварийности. Рынок мощности обеспечивает максимально точное выполнение годовых и месячных графиков ремонтов оборудования, а также экономически дестимулирует любые внеплановые изменения состояния оборудования – как отключение, так и включение.

## Новые технологии для новых условий

Очевидно, что управление режимами в условиях конкурентного рынка усложнялось многократно: необходимо было обеспечить надежность и устойчивость работы ЕЭС России в условиях трудно прогнозируемой рыночной конъюнктуры, при этом обеспечить максимально возможную свободу проведения торгов с учетом существовавших системных ограничений. Кроме того, очевидной была невозможность запустить рыночные механизмы при том уровне технологической оснащенности и разобщенности, которым отличалась старая система оперативно-диспетчерского управления.

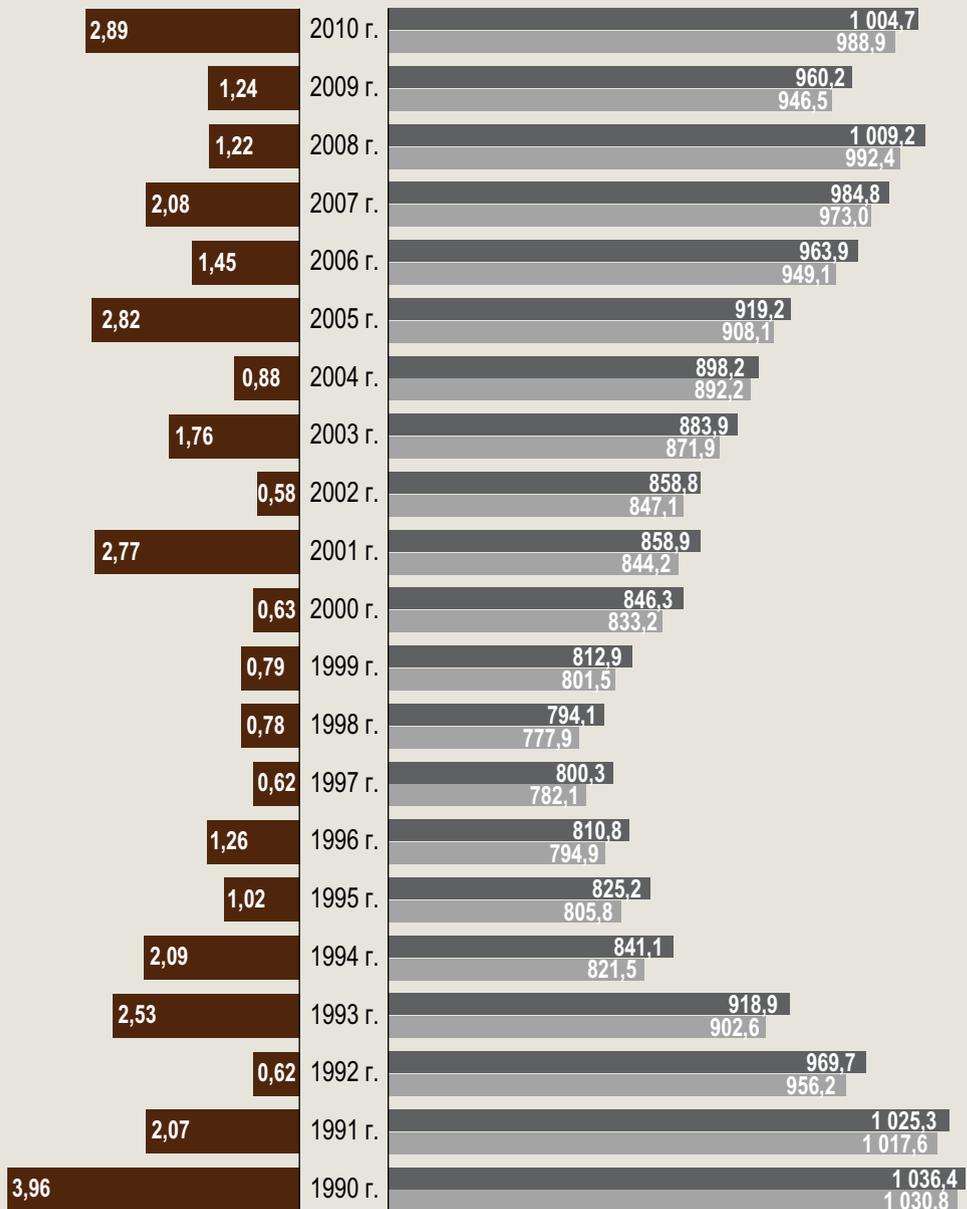
К 2005 году Системный оператор полностью поменял автоматизированную систему оперативно-диспетчерского управления, внедрил унифицированный оперативно-информационный комплекс и создал новую информационно-вычислительную систему сбора и обработки данных о параметрах работы энергосистемы.

К основным функциям Системного оператора на рынке электроэнергии относятся обеспечение функционирования системы выбора состава включенного генерирующего оборудования на несколько дней вперед, формирование актуализированной расчетной математической модели для проведения конкурентного отбора в рынке на сутки вперед, расчет диспетчерских графиков нагрузки электростанций на предстоящие сутки, а также обеспечение функционирования балансирующего рынка – механизма управления режимами работы энергосистемы внутри суток, основанного на принципах экономической оптимизации, где генерирующие компании реализуют излишки производства, а потребители – внеплановое потребление.

Запуск такого рынка требовал расчета электроэнергетических режимов ЕЭС России с близкой к реальному времени периодичностью.

Прежняя технология планирования на основе энергетической модели, включавшей агрегированные генераторные и нагрузочные группы, была уже не способна этого обеспечить. Было решено разработать новую подробную модель на основе электрической расчетной схемы сети. Работу по формированию синтезированной расчетной модели ЕЭС России возглавлял Валентин Платонович Герих – начальник службы электрических режимов ЦДУ, а затем Системного оператора. В процессе подготовки единой расчетной модели ЕЭС были созданы фрагменты расчетных схем всех ОЭС, разработаны механизмы стыковки фрагментов единой расчетной модели и ее актуализации – процедуры приведения модели к виду, описывающему текущее состояние электроэнергетической системы на каждый час планируемых суток.

Фактически это означало, что в Системном операторе создается новая система прогнозирования потребления и планирования режимов, необходимая для работы в условиях рынка. Решение этой задачи дало мощный толчок развитию методов математического моделирования для планирования и управления режимами. Математические модели энергосистем представляют собой цифровые описания системообразующих элементов ЕЭС – электростанций, линий электропередачи, подстанций, их параметров и связей между ними. Математические модели как новый виток технологий расчета режимов энергосистемы пришли на смену физическим электротехническим моделям – большим и ресурсозатратным «испытательным полигонам», которые, как правило, строились на территориях научно-исследовательских институтов и проектных бюро. На испытательных полигонах с 1960-х годов моделировались в пропорционально уменьшенном виде физические процессы в отдельных узлах энергосистем. Математическое моделирование, благодаря цифровым технологиям, дает почти неисчерпаемые возможности для быстрого и точного воспроизведения физических процессов как в отдельных частях энергосистемы, так и в ЕЭС в целом.



■ Ввод генерирующих мощностей, ГВт ■ Выработка, млрд кВт·ч ■ Потребление, млрд кВт·ч

*Динамика вводов генерирующих мощностей, выработки и потребления электроэнергии в ЭЭС России в 1990–2010 гг.*

К 2007 году технология математического моделирования режимов с использованием большой расчетной модели энергосистемы была введена во всех ОДУ.

Чтобы подготовиться к управлению режимами ЕЭС в условиях рынка, был реализован комплекс мероприятий, включавший создание и внедрение автоматизированных систем управления на базе современных высокопроизводительных серверов и микропроцессорных устройств. Были внедрены цифровые каналы связи, каналообразующее и коммутационное оборудование, созданы автоматизированные системы диспетчерского управления ЕЭС России и противоаварийной и режимной автоматики.

В разработку комплекса мероприятий, технических заданий, технологической документации в тот период большой вклад внесли директор по информационным технологиям ОДУ Юга Вадим Львович Нестеренко, сменивший его на этом посту Юрий Дмитриевич Карасев и директор по информационным технологиям ОДУ Центра Дмитрий Владимирович Щеславский.

В 2005 году Системный оператор начал внедрение в ЕЭС России системы мониторинга переходных режимов (СМПР) на основе широко применяемой в мировой энергетике технологии векторных измерений WAMS (Wide Area Measurement Systems), в отечественной традиции – СВИ (синхронизированные векторные измерения). Одним из важнейших факторов, сделавших возможным появление этой технологии, стало появление и широкое внедрение глобального позиционирования объектов GPS, позволившего синхронизировать измерения и получить такой важный для динамического анализа параметр, как взаимный угол напряжения, который не удавалось получать ранее. СМПР дает возможность собирать информацию о параметрах установившихся и переходных режимов энергосистемы с гораздо меньшими затратами времени и ресурсов, позволяет верифицировать и совершенствовать расчетные модели, оценивать состояние режимов энергосистемы, визуализировать

их, решать другие задачи по повышению эффективности управления режимами.

ЕЭС России вместе с параллельно работающими энергосистемами соседних государств является одной из крупнейших в мире энергосистем с наибольшей во всем мире протяженностью межсистемных связей. Надежность и живучесть такого уникального энергообъединения обеспечена при помощи жесткой централизации диспетчерского управления и широкого использования средств автоматического противоаварийного и режимного управления. Эти особенности определяют специфику применения векторных измерений к решению задач мониторинга и управления нормальными и аварийными режимами, которая не позволяет копировать подходы энергосистем Западной Европы, США, где начало применения WAMS относится к концу 1980-х годов. Таким образом, российский Системный оператор совместно с дочерней компанией АО «НТЦ ЕЭС» (до 2012 года – НИИПТ) пошли путем создания собственной системы мониторинга динамических процессов.

Во второй половине 2000-х годов был достигнут существенный прорыв в повышении уровня автоматизации регулирования частоты и совершенствовании систем противоаварийной автоматики. Так, в 2007 году введена в промышленную эксплуатацию центральная координирующая станция автоматического регулирования частоты и мощности (ЦКС АРЧМ) ЕЭС России на новых программно-технических средствах: сервере ОИК СК-2003 и ЦППС АРЧМ «SMART-FEP». После этого в 2008–2010 годах обеспечены вводы и модернизация систем АРЧМ в центральной части ОЭС Северо-Запада, ОЭС Урала, ОЭС Юга, ОЭС Сибири, начата модернизация ЦС АРЧМ в ОЭС Востока. В 2010-м в ОЭС Юга и ОЭС Средней Волги введены в эксплуатацию централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) нового поколения, не имеющие мировых аналогов, позволившие существенно повысить пропускную способность электрической сети без дополнительного сетевого строительства.

## Система планирования развития ЕЭС России

Функционал Системного оператора расширился не только за счет рыночных механизмов. На постреформенном этапе развития отрасли особую актуальность приобрело создание новой системы планирования и управления развитием электроэнергетики – старая советская система централизованного планирования уже не могла работать в новых условиях, а создание новой, предусматривающей новые экономические отношения в отрасли, в период РАО «ЕЭС России» только началось, но не было завершено.

По поручению Министерства энергетики РФ решением данной задачи стал заниматься Системный оператор. Целью новой системы являлось обеспечение синхронизации вводов генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры, которые теперь принадлежали разным собственникам, а также технологической совместимости новых объектов – для удовлетворения спроса на электрическую энергию (мощность) и предупреждения возникновения избытка или дефицита электроэнергии в энергосистеме.

Новая система предусматривала разработку и регулярную актуализацию схем и программ развития ЕЭС и энергосистем регионов. В процессе подготовки к решению этой комплексной задачи специалисты Системного оператора разработали методiku перспективного прогнозирования потребления (до семи лет). В сотрудничестве с ОАО «НИИПТ» была создана перспективная расчетная модель Единой энергосистемы на 10 лет. Разработана и запущена в работу процедура централизованного планирования развития ЕЭС и координации планов собственников энергообъектов. Созданы единые подходы к определению мероприятий, обеспечивающих возможность технологического присоединения энергопринимающих устройств

и генерирующих объектов, переработаны нормативы строительства энергообъектов.

В 2009 году появилась государственная система планирования развития ЕЭС, важным звеном которой стал Системный оператор. Она предусматривала разработку и утверждение трех документов, формируемых для целей развития электроэнергетики: Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики (на 15 лет), Схемы и программы развития ЕЭС России, включающей в себя Схему развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети (на семь лет), Схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (на пять лет).

В рамках Генеральной схемы определяется долгосрочный спрос на электроэнергию, оптимальная структура генерирующих мощностей для обеспечения перспективного баланса производства и потребления в энергосистеме страны с учетом планов развития отраслей экономики, экологической повестки, а также необходимости выполнения требований надежного и безопасного функционирования электроэнергетических систем. Схема и программа развития ЕЭС на среднесрочном горизонте планирования определяет прогноз спроса на электрическую энергию и мощность с учетом информации о местах размещения и параметрах реализуемых инвестиционных проектов в различных секторах экономики, обеспечивает синхронизацию и оптимизацию планов развития магистральных электрических сетей, генерирующих источников и точек роста спроса на электрическую энергию в масштабах ЕЭС России. Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации определяют необходимый и достаточный объем развития распределительного сетевого комплекса для обеспечения надежного энергоснабжения потребителей территориальной энергосистемы с учетом решений, принятых в Схеме и программе развития ЕЭС России.

Системный оператор участвует в формировании Генеральной схемы, совместно с Федеральной сетевой компанией осуществляет разработку и ежегодную корректировку Схемы и программы развития ЕЭС России на базе перспективной расчетной модели ЕЭС. Кроме того, на Системный оператор возложена разработка среднесрочного прогноза спроса на электрическую энергию. Формирование схем и программ перспективного развития электроэнергетики регионов является ответственностью региональных властей.

При разработке Схемы и программы развития ЕЭС Системный оператор осуществляет прогнозирование потребления, разработку балансов электроэнергии и мощности, выполнение расчетов электроэнергетических режимов и устойчивости, поддержание и актуализацию перспективной расчетной модели ЕЭС России.

По результатам десяти лет функционирования системы перспективного развития электроэнергетики были выявлены направления ее дальнейшего развития и совершенствования, и в 2021 году начата работа по модернизации, в частности – централизации системы принятия решений в области развития энергосистемы России.

### **Международное сотрудничество**

Незадолго до завершения своей работы РАО «ЕЭС России» выступило с инициативой, позволяющей выяснить возможности восстановления параллельной работы российской энергосистемы с европейскими. В апреле 2005 года было подписано Соглашение о сотрудничестве по разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) синхронного объединения СНГ и Балтии с УСТЕ – западной синхронной зоной европейской энергосистемы. Участниками соглашения от УСТЕ стали 11 системных операторов: E.ON Netz, RWE, Vattenfall (Германия),

ELIA (Бельгия), MAVIR (Венгрия), NeK (Болгария), PSE (Польша), Red Electrica (Испания), RTE (Франция), SEPS (Словакия) и Transelectrica (Румыния). От стран СНГ и Балтии – восемь энергокомпаний: ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» (Россия), НЭК Укрэнерго (Украина), Белэнерго (Белоруссия), Moldelectrica (Молдова), Latvenergo (Латвия), Lietuvos Energija (Литва), Eesti Energia (Эстония), KEGOC (Казахстан). За координацию работ от UCTE отвечал германский E.ON Netz, от ЕЭС/ОЭС – Системный оператор ЕЭС России.

*В Европе в период разработки ТЭО существовало три крупных энергообъединения. Северная синхронная зона (NORDEL) включала энергосистемы Скандинавии – Норвегии, Швеции, Финляндии и восточную, островную часть Дании. В западную синхронную зону (UCTE) входили энергосистемы 23 стран континентальной Европы и западная часть Дании. И восточная синхронная зона (ЕЭС/ОЭС) включала ЕЭС России, стран СНГ (за исключением Армении и Туркмении, энергосистемы которых функционируют параллельно с энергосистемой Ирана), Грузии и энергосистемы Балтии (Эстонии, Латвии, Литвы). С июля 2009 года работа UCTE и NORDEL, а также других европейских энергообъединений – ATSOI, BALTSO, ETSO и UKTSOA, была объединена в ENTSO-E – Европейскую ассоциацию системных операторов.*

Проектные исследования завершились в 2008 году. Они не имели аналогов по объемам анализируемой информации, профессиональному опыту и уровню компетенции участвующих в работе экспертов. Их итогом стал общий отчет по обоснованию возможности синхронного объединения двух самых больших энергосистем на континенте. В отчете было отмечено, что каких-либо фундаментальных технических препятствий для синхронной работы ЕЭС/ОЭС и UCTE не выявлено. Впрочем, начало объединения впоследствии не инициировала ни одна из сторон.



*Заседание УСТЕ, 2007 год*

Другим важным направлением в сфере международного сотрудничества стала деятельность Системного оператора в рамках Международного совета по большим электрическим системам высокого напряжения – СИГРЭ. С момента своего создания компания является коллективным членом Совета, ее сотрудники представляют Россию в четырех из 16 комитетов: С1 «Планирование энергосистем и экономика», С2 «Функционирование и управление энергосистем», С4 «Технические характеристики энергосистем», С5 «Рынок электроэнергии и его регулирование».

С мая 2009-го по сентябрь 2015 года председателем Российского национального комитета СИГРЭ являлся Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев. Участие в деятельности СИГРЭ предоставило Системному оператору широкие возможности для обмена опытом с ведущими мировыми экспертами и проведения совместных исследований.



*Заседание Управляющего комитета СИГРЭ в Иркутске, 2005 год*

Вскоре после своего создания в 2005 году российский Системный оператор вступил в международную Ассоциацию системных операторов крупнейших энергосистем VLPGO (Very Large Power Grid Operators), впоследствии – Ассоциация GO15. Созданная в октябре 2004 года по инициативе американского системного оператора PJM Interconnection, французской компании RTE и японской компании TEPCO в ответ на серию блэкаутов в ряде крупных энергосистем мира, она стала площадкой для профессионального обмена опытом решения сходных проблем в энергосистемах разных государств. В рамках GO15 системные операторы, управляющие энергосистемами с совокупной установленной мощностью генерации свыше 50 ГВт, помогают друг другу решать задачи по обеспечению устойчивого функционирования и развития электроэнергетики в условиях постоянного расширения и усложнения энергосистем и повышения

зависимости общественного и экономического благополучия от надежности электроснабжения.

### С уважением к прошлому и заботой о будущем

Энергетика в целом и оперативно-диспетчерское управление в частности всегда чтит и бережет традиции, опираясь на вековой опыт предыдущих поколений. Решение сохранить для энергетиков будущего исторические образцы оборудования диспетчерских центров, фотоматериалы, интересные архивные документы родилось в ОДУ Юга, которое с 1998 по 2011 год возглавлял **Владимир Васильевич Ильенко**<sup>32</sup>. С этого решения началось создание Музея истории Объединенного диспетчерского управления энергосистемами Юга – первого музея Системного оператора.

Экспозиция открылась к 50-летию ОДУ Юга – в 2007 году. С годами количество экспонатов увеличилось в несколько раз. Развитие музея продвигалось в большой степени благодаря энтузиазму генерального директора ОДУ Юга, стремившегося сохранить память о тех, кто создавал и развивал диспетчерское управление на Юге России. При организации музея были реализованы многие личные идеи Владимира Васильевича, в том числе создание и размещение в основной экспозиции стендов «История создания и развития высших органов управления энергетикой страны». Все свои награды он также передал музею. Позже так поступили и некоторые сотрудники ОДУ.

---

<sup>32</sup> *Владимир Васильевич Ильенко (1950–2011) – с 1998 по 2002 г. – директор Филиала РАО «ЕЭС России» ОДУ Северного Кавказа, с 2002 по 2011 г. – генеральный директор Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (до 2005 г. – ОДУ Северного Кавказа) (стр. 377).*



*Фрагмент экспозиции Музея истории Объединенного диспетчерского управления энергосистемами Юга имени В. В. Ильенко, 2021 год*

В 2012 году, к годовщине со дня смерти В. В. Ильенко, в Музее истории Объединенного диспетчерского управления энергосистемами Юга были открыты стенд его памяти и барельеф при входе в здание ОДУ, а самому музею присвоено его имя. На стенде памяти начертаны слова Владимира Васильевича, которые он произнес однажды в одном из интервью: *«Надеюсь, что и через сто лет вспомнят нас теплым словом и отметят, что коллектив ОДУ достойно выполнил свои задачи и сделал большой шаг в будущее. В светлое будущее».*



*Фрагмент экспозиции Музея истории Объединенного диспетчерского управления энергосистемами Юга имени В. В. Ильенко, 2021 год*

В 2017 году открылся музей развития Объединенной энергосистемы Северо-Запада к 25-летию филиала, который вобрал лучший опыт организации музейного пространства южных коллег. Выдающиеся личности, стоявшие у истоков оперативно-диспетчерского управления,



Фрагменты экспозиции Музея развития Объединенной энергосистемы Северо-Запада, 2019 год

первые суточные ведомости нагрузки электростанций, диспетчерские журналы, средства связи диспетчеров с энергообъектами, системы отображения информации на диспетчерских щитах – все это представлено в неразрывной связи не только с развитием отрасли, но и жизнью страны.

Корпоративные музеи Системного оператора – визитные карточки компании, живые пространства, которые регулярно используются для организации представительских и просветительских мероприятий о деятельности и роли в электроэнергетике страны. Ежегодно музеи посещают сотни гостей: представители органов государственной власти, общественных организаций, работники смежных энергокомпаний. Помимо сохранения исторической памяти, музеи имеют большое профориентационное значение, являясь неотъемлемой составляющей программы дней открытых дверей для студентов профильных вузов и школьников – учеников «энергоклассов», обучающихся по системе непрерывного образования «Школа – вуз – предприятие».



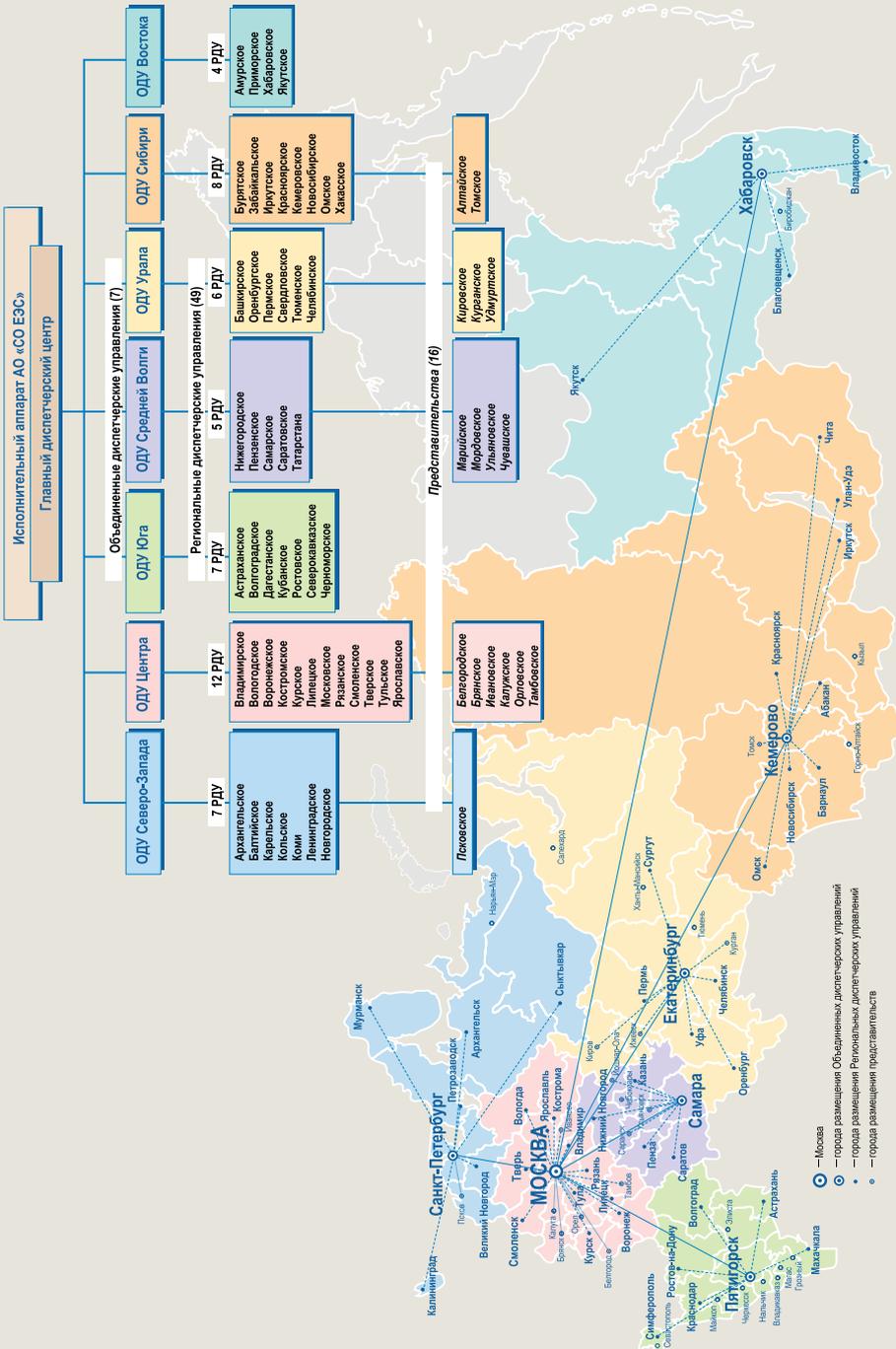
2010-е годы.  
Настоящее время

## Оптимизация структуры оперативно-диспетчерского управления

В 2010-х дальнейшее развитие получили процессы, начало которым было положено с образованием Системного оператора: продолжалось выстраивание структуры оперативно-диспетчерского управления, разрабатывались и внедрялись новые рыночные процедуры, совершенствовались технологии, актуализировалась и совершенствовалась нормативно-технологическая база электроэнергетики. Российских энергетиков коснулись проблемы глобального «энергетического перехода».

По мере того, как в Системном операторе выстраивалась четко работающая вертикаль оперативно-диспетчерского управления, формировалась общая технологическая база, разрабатывалась единая техническая политика, возникла необходимость продолжать оптимизацию структуры региональных диспетчерских центров, частично проведенную еще в первые годы работы компании.

Дело в том, что изначально сформированная еще в СССР территориальная структура управления энергосистемой предполагала «административный» принцип расположения диспетчерских центров, когда в каждом административном образовании (области, крае, автономной области, республике) создавался свой диспетчерский узел. Однако реальная структура энергосистемы значительно отличалась от административно-территориального деления – «энергетическая карта» страны зависела от особенностей экономики и не совпадала с политической картой России. В ряде региональных энергосистем отсутствовали крупные источники генерации и сетевые узлы, а электроэнергетический режим этих энергосистем полностью зависел от режима их соседей, что вело к неравномерной загруженности региональных диспетчерских центров, неоптимальному распределению финансовых, технологических



Организационная структура АО «СО ЕЭС», 2021 год

и профессиональных ресурсов в системе оперативно-диспетчерского управления в целом.

Основной задачей оптимизации стало приведение в соответствие расположения центров управления электроэнергетическими режимами в физической структуре ЕЭС России при сохранении неизменного уровня надежности управления. В соответствии с этим принципом в 2013–2017 годах в ряде региональных энергосистем технологическое управление объектами диспетчеризации было передано в диспетчерские центры соседних энергосистем, а вместо региональных диспетчерских управлений в них были созданы новые структурные единицы – представительства Системного оператора. В компетенцию представительств вошли задачи, не связанные непосредственно с управлением электроэнергетическими режимами энергосистемы в реальном времени, решение которых тем не менее создает базу для нормального функционирования электроэнергетики региона. Так, были оптимизированы операционные зоны Костромского, Пензенского, Липецкого, Курского, Самарского, Свердловского, Нижегородского, Пермского, Кемеровского и Новосибирского РДУ и созданы представительства Системного оператора в Ивановской, Тамбовской, Ульяновской, Курганской, Кировской и Томской областях, Алтайском крае и Республике Алтай, республиках Мордовия, Марий Эл, Чувашской и Удмуртской республиках.

Кроме технологического эффекта, укрупнение РДУ несло и дополнительный эффект, касающийся подготовки персонала. Операционная зона расширенного регионального диспетчерского управления содержит большее количество и разнообразие типов объектов диспетчеризации, большее разнообразие схемно-режимных ситуаций, большее количество заявок на техприсоединение, больше строящихся и реконструируемых энергообъектов. Специалист, работающий в таком укрупненном РДУ, на практике получает более разнообразный опыт, и профессионализм его в силу этого оказывается выше, чем если бы он работал в «малом» РДУ и изучал все это в теории – в процессе повышения квалификации.



*Диспетчерский зал Кемеровского РДУ, 2018 год*



*Диспетчерский зал Свердловского РДУ, 2012 год*

## Интеграция в ЕЭС России новых энергосистем

Второе десятилетие XXI века было ознаменовано двумя важнейшими для истории отечественной энергетики событиями – присоединением к ЕЭС России энергосистемы Республики Крым и двух энергорайонов Республики Саха (Якутия).

Системный оператор стал одной из первых российских компаний, чьи сотрудники прибыли в Крым после мартовского референдума 2014 года, на котором крымчане проголосовали за вхождение в состав Российской Федерации. На проведенном специалистами СО ЕЭС анализе функционирования энергосистемы нового российского региона в дальнейшем базировалась разработка стратегического плана Минэнерго России по обеспечению энергетической безопасности полуострова и последовавшая за этим модернизация крымской энергетики.

По состоянию на апрель 2014-го Крымская энергосистема имела огромный дефицит по выработке электроэнергии и мощности. При зимнем максимуме потребления на уровне 1 296 МВт и летнем 1 142 МВт установленная мощность собственной генерации составляла всего 502,7 МВт. Из них 318,8 МВт – мощность солнечной и ветровой генерации, использовать которую можно только при благоприятных погодных условиях. При этом из-за состояния оборудования и сетевой инфраструктуры собственная генерация Крыма могла выдать не более 270 МВт в часы утреннего максимума потребления мощности и до 120 МВт – в часы вечернего. В итоге дефицит мощности в Крымской энергосистеме при прохождении максимума осенне-зимнего периода 2014/2015 года в зависимости от времени суток составлял от 600 до 1 100 МВт. Он покрывался за счет перетока из ОЭС Украины.

Перед энергетиками стояла задача в кратчайшие сроки спроектировать электроэнергетическую инфраструктуру, позволяющую

обеспечить энергетическую безопасность полуострова. Как показало последующее развитие событий, это решение было крайне необходимым и своевременным. Поиск решения осуществляла группа экспертов с участием специалистов Системного оператора. Рассматривались различные вариации развития электроэнергетической инфраструктуры Крыма. Остановились на комплексном варианте: сооружение новых электростанций в Крыму и строительство электрических связей с энергосистемой Краснодарского края – энергомоста, состоявшего из четырех кабельно-воздушных линий (КВЛ) электропередачи 220 кВ между энергосистемами Кубани и Крыма с одновременным сооружением генерирующих мощностей на полуострове в объеме не менее 800 МВт. Основными и наиболее ресурсоемкими элементами энергомоста стали три КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа и одна КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун, частично проложенные по дну Керченского пролива. В ходе подготовки проекта специалистами Системного оператора было разработано, рассмотрено и согласовано более 150 томов проектной документации.

До момента физического присоединения Крымской энергосистемы к ЕЭС России необходимо было обеспечить энергетическую безопасность потребителей полуострова. В мае 2014-го в Крым доставили 13 мобильных газотурбинных электростанций. Было одно «но»: мобильные ГТЭС рассчитаны на эпизодическую работу для поддержания энергосистемы в аварийных ситуациях и ранее не использовались для работы в составе энергосистемы как постоянная генерация. Вместе с тем один из худших вариантов (который в итоге и случился из-за энергетических диверсий на границе Крыма с Украиной) предполагал, что энергосистема полуострова будет опираться на мобильные ГТЭС довольно долго. Системный оператор разработал и реализовал целый комплекс мероприятий, выполнил необходимые расчеты, направленные на внесение в логику работы систем регулирования мобильных ГТЭС изменений, позволяющих функционировать в базовом режиме в условиях

изолированной энергосистемы, провел многократные натурные испытания и выдал фирме-изготовителю техническое задание на внесение изменений в настройки систем МГТЭС. Мобильные газотурбинные станции получили новую способность – функционировать в базовом режиме в условиях изолированной энергосистемы. Позже эта работа ОАО «СО ЕЭС» была отмечена государством: сотрудники Системного оператора были награждены Почетными грамотами Президента РФ и Совета министров Республики Крым.



*Доставка мобильных ГТЭС в Крым, 2010-е годы*

22 ноября 2015 года произошло то, к чему заблаговременно готовились все: энергосистема Крыма стала «энергетическим островом». В результате двух диверсий на территории Украины были выведены из строя четыре линии электропередачи, по которым осуществлялось электроснабжение Крымского полуострова. Крымская ЭС выделилась на изолированную от ОЭС Украины работу с дефицитом мощности

и снижением частоты, а затем, по сути, развалилась, разделившись на четыре независимых части. Крымских диспетчеров и работающих в Крыму специалистов Системного оператора это не застало врасплох: благодаря их четким и слаженным действиям в соответствии с заранее разработанным и обкатанным в ходе диспетчерских и общесистемных тренировок планом удалось «собрать» энергосистему полуострова и за несколько часов ликвидировать последствия этой тяжелейшей аварии, вернув энергосистеме Крыма цельность и обеспечив электроэнергией максимально возможное в тех условиях число потребителей.

Две недели Крым жил в тяжелейших условиях энергетической блокады: жесточайшая экономия, электричество по часам, максимально широкое использование локальных дизель-генераторов, которые в те дни мгновенно стали самым дефицитным товаром. 2 декабря была начата интеграция энергосистемы Крыма в Единую энергосистему России: с опережением графика состоялось включение первой из четырех очередей энергомоста Кубань – Крым. Для нормальной работы новой энергосистемы в составе ЕЭС специалисты Системного оператора при поддержке сотрудников Крымэнерго провели расчеты токов короткого замыкания, уставок устройств РЗА, выполнили проверку чувствительности и селективности работы имеющихся устройств релейной защиты энергосистемы Крыма. В общей сложности оценку прошло около 200 устройств РЗА на 28 линиях электропередачи класса напряжения 330–220 кВ и около 300 устройств на 75 линиях 110 кВ, а также более 800 устройств РЗА на силовом оборудовании 17 подстанций 330–220 кВ и свыше 500 устройств на 59 подстанциях 110 кВ. Такие же расчеты были проведены и в Юго-Западном энергорайоне Кубанской энергосистемы. Жизнь на полуострове стала постепенно налаживаться.

Последний, четвертый элемент энергомоста Кубань – Крым был включен менее чем через полгода после первого – 11 мая 2016 года. В торжественной церемонии принял участие Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев, из главного диспетчерского центра

доложивший Президенту России Владимиру Путину и министру энергетики РФ Александру Новаку о готовности ЕЭС России к включению. В результате ввода в работу энергомоста по проектной схеме максимальный переток мощности в Крымскую энергосистему составил 800 МВт, что оставило в прошлом ограничения потребления электроэнергии в Республике Крым и городе федерального значения Севастополь.



*Доклад Б. И. Аюева президенту РФ В. В. Путину о готовности к включению четвертого элемента энергомоста, 11 мая 2016 года*

Энергомост обеспечил не только стабильное энергоснабжение потребителей, но и, безусловно, технологическую базу для полноценной интеграции Крымской энергосистемы в ЕЭС России. Самое главное преимущество интеграции – возможность технологического и организационного единства, а также применения используемых в ЕЭС России современных принципов и методов управления энергосистемой. Только

такой подход позволил использовать все преимущества совместной работы энергосистем: снижение риска обесточения потребителей при авариях, экономические выгоды работы в российском оптовом рынке электроэнергии и мощности.

29 декабря 2016 года функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом на территории Крымского полуострова, ранее выполнявшиеся ГУП РК «Крымэнерго», приняты Филиалом АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Крыма и города Севастополя» (Черноморское РДУ). Передача функций оперативно-диспетчерского управления филиалу Системного оператора прошла по заранее разработанной процедуре, в штатном режиме, без снижения надежности управления энергосистемой региона.



*Диспетчерский зал Черноморского РДУ, 2017 год*



*Балаклавская ТЭС, 2018 год*



*Таврическая ТЭС, 2018 год*

Реализация стратегического плана по развитию Крымской энергосистемы завершилась в 2019 году: 18 марта были введены в эксплуатацию Балаклавская и Таврическая ТЭС в Крыму и подстанция 220 кВ Порт в Краснодарском крае. Теперь потребители Крыма суммарно обеспечены практически двукратным резервированием собственного энергоснабжения. Развитие энергосистемы предоставило возможность развиваться промышленным предприятиям, курортному сектору, объектам социально-бытового назначения.



*ПС 220 кВ Порт, 2019 год*

1 января 2019 года на Дальнем Востоке произошло событие исторического масштаба: впервые с 1990 года расширились границы второй синхронной зоны ЕЭС России – к ней были присоединены Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия). За этой новостью стояли годы большого труда: совместного планирования развития этой региональной энергосистемы,

масштабного сетевого строительства и тщательной подготовки Системного оператора к принятию функций оперативно-диспетчерского управления во всей огромной региональной энергосистеме – непростой, но плодотворный путь, занявший более шести лет.

Вопрос о присоединении Центрального (ЦЭР) и Западного (ЗЭР) районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) до начала 2010-х годов даже не поднимался. Техничко-экономическое обоснование подобного масштабного проекта не проводилось. Оба энергорайона работали сбалансировано: они являлись избыточными, установленная мощность их объектов генерации покрывала текущее потребление, имелись свои запасы газа, а бурное развитие промышленной нагрузки не прогнозировалось. Иными словами, присоединение Якутской энергосистемы к ЕЭС России с неизбежными огромными затратами на строительство межсистемных и внутрисистемных электрических связей до недавнего времени не имело практического экономического и технологического смысла.

Ситуацию изменило строительство магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Реализация этого масштабного проекта неизбежно требует строительства соответствующей электросетевой инфраструктуры, необходимой для электроснабжения в первую очередь насосных подстанций. Строящиеся линии двухцепного транзита 220 кВ можно было использовать также для организации параллельной работы ЗЭР со второй синхронной зоной ЕЭС России, то есть с Объединенной энергосистемой Востока. Одновременно был получен импульс для реализации давно рассматриваемого проекта присоединения Центрального энергорайона. Там планировалось строительство Якутской ГРЭС Новая для замены устаревших генерирующих мощностей.

Выигрыш для потребителей обоих энергорайонов – в существенном повышении надежности электроснабжения: несмотря на избыточность генерации, схемно-режимная ситуация в них была такова, что даже

единичные отключения генерирующего оборудования или электросетевых объектов в периоды высоких нагрузок зачастую приводили к массовым отключениям потребителей.

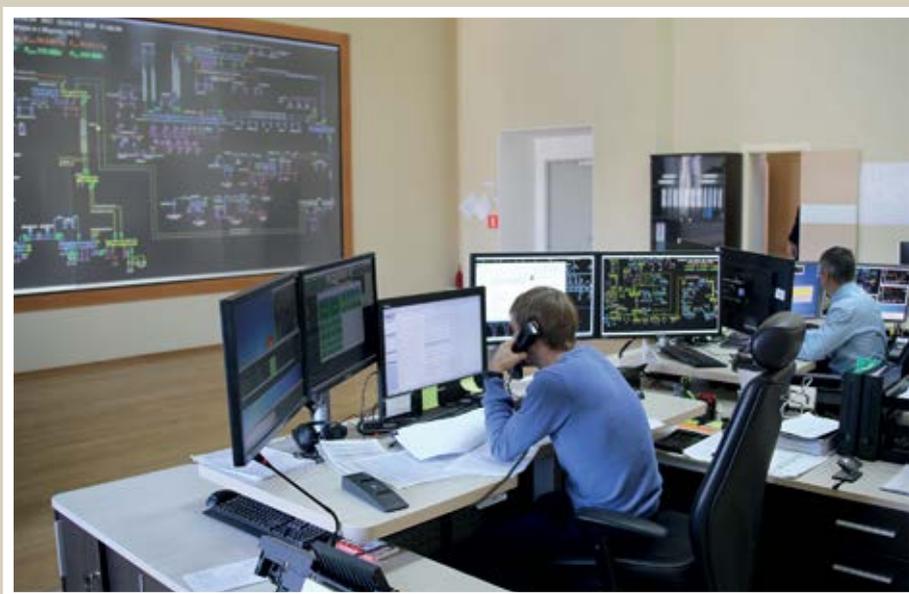


*Транзит 220 кВ Нижний Куранах – Томмот – Майя, 2010-е годы*

Для присоединения изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) было сооружено два транзита 220 кВ. Общая длина двухцепного транзита 220 кВ Нижний Куранах – Томмот – Майя составила 482,05 км, длина транзита Нижний Куранах – НПС-15 – Олекминск составила 410,5 км.

Предстоящее присоединение Якутской энергосистемы к ЕЭС России означало одновременный прием Системным оператором функций оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики в ЗЭР и ЦЭР от ПАО «Якутскэнерго». 17 декабря 2012 года в Якутии открылось представительство Системного оператора, что

было вызвано необходимостью заблаговременного сбора и анализа информации о фактическом состоянии энергосистемы республики до установления электрических связей с ОЭС Востока, а также с функциями по участию в формировании региональных СиПР. Кроме того, представительство контролировало фактическое техническое состояние объектов энергетики, участвовало в расследовании причин возникновения аварий и в оценке инвестиционных проектов по строительству, реконструкции или модернизации объектов электроэнергетики. 1 февраля 2016 года на базе представительства открылось четвертое на Дальнем Востоке РДУ – Якутское.



*Якутское РДУ, 2018 год*

В процессе создания Якутского РДУ Системному оператору удалось решить одну из тяжелейших на тот момент для региона проблем: кадровую. Найти специалистов и руководителей технологического

блока в достаточном для нового филиала количестве на месте оказалось практически невозможно: из ПАО «Якутскэнерго» в Якутское РДУ перешло лишь небольшое количество сотрудников. Своего рода «донорами» кадров послужили различные филиалы Системного оператора – как операционной зоны ОДУ Востока, так и из других ОЭС, в частности, Сибири и Средней Волги. Общими усилиями был набран коллектив высококлассных специалистов с полной штатной численностью.

Несмотря на то, что техническая возможность организации параллельной работы ЗЭР с ОЭС Востока появилась еще в 2016 году, включение энергорайонов произошло только три года спустя. Такая задержка была связана с затянувшимся внесением правительством России изменений в перечень технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем и соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления. Все это время непрерывно велась подготовка персонала пока не работающего в полной мере Якутского РДУ, поддерживалась готовность к предстоящему принятию функций.

В итоге к ОЭС Востока присоединена большая часть Якутской энергосистемы, обеспечивающая электроэнергией более 80 % населения республики, что дало и технологический, и экономический, и социальный эффекты. Аварии на генерирующем оборудовании в условиях изолированного режима работы в период максимальных нагрузок, характерных для долгой и суровой якутской зимы, часто приводили к отключению потребителей. После присоединения аварии с отключением генерирующего оборудования перестали вызывать отключение потребителей – выручает переток мощности по транзиту 220 кВ из Южно-Якутского энергорайона и ОЭС Востока, – а количество самих аварий снизилось в разы. К примеру, до включения Западного и Центрального энергорайонов в состав ОЭС Востока в них ежегодно случалось в среднем 13 энергетических аварий с отключением генерирующего оборудования, приводившим к обесточению потребителей. Причем максимальная отключенная нагрузка потребления достигала 195 МВт. В 2019 году таких

аварий не было, а общее число аварий в этих энергорайонах снизилось более чем в два раза – 23 в 2019 году против 54 в 2018-м.

Но прежде чем прийти к этому результату, Системному оператору пришлось провести большую работу, чтобы субъекты электроэнергетики, привыкшие работать в изолированных энергорайонах, начали соблюдать правила и требования, по которым живет ЕЭС России. Специалисты ОДУ Востока и Якутского РДУ проводили техническое обучение субъектов энергетики, доводили до них все новшества, объясняли требования, рассказывали, что будет необходимо для выполнения всех регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности. Эта работа продолжилась и после присоединения энергорайонов Якутии к ЕЭС России.

1 января 2019 года в Якутию вместе с параллельной работой пришел оптовый рынок, произошла передача электросетевого комплекса из собственности АО «ДВЭУК» в ПАО «ФСК ЕЭС», началось реформирование АО «Вилуйская ГЭС-3» с разделением на генерацию и сетевую компанию.

Присоединение двух энергорайонов Якутии к ЕЭС России – одно из ключевых событий в новейшей истории отечественной электроэнергетики, поскольку оно стало продолжением процесса объединения энергосистемы страны, которое активно велось более полувека и прервалось по экономическим причинам в 1990-х годах.

### **Электрическое кольцо БРЭЛЛ**

В конце 2000-х – начале 2010-х годов энергосистема страны оказалась на пороге перемен, связанных с новыми планами партнеров России по Соглашению о параллельной работе энергосистем Электрического кольца БРЭЛЛ (Беларусь, Россия, Эстония, Латвия

и Литва). Прибалтийские участники энергокольца заговорили о его размыкании и переводе своих энергосистем на синхронную работу со странами Европы. Для России это означало разрыв связей Калининградской энергосистемы с основной частью ЕЭС, переход ее к работе в изолированном режиме и существенные риски для надежности электроснабжения целого региона. Задача требовала комплексного, продуманного и взвешенного решения.



*Схема Электрического кольца БРЭЛЛ*

Первыми забили тревогу в Системном операторе. В компании еще в конце 2013 года сделали расчеты, проанализировали режим и выяснили, что Калининградская энергосистема не сможет устойчиво функционировать в изолированном режиме при имеющемся составе генерирующего оборудования. Руководству компании удалось привлечь внимание профессионального сообщества и органов власти к существующей проблеме. Под руководством Минэнерго была проведена масштабная работа по техническому проектированию новой конфигурации энергосистемы Калининградской области, способной обеспечить ее работу в новых условиях. В 2015 году вышло в свет решение правительства РФ, установившее перечень ключевых мероприятий, необходимых для обеспечения энергетической безопасности региона.

В первую очередь необходимо было предусмотреть строительство новой генерации, способной регулировать частоту в энергосистеме. До 2017 года практически единственным источником электроснабжения потребителей эксклава являлась Калининградская ТЭЦ-2 с ее двумя энергоблоками установленной мощностью 450 МВт. Станция имела ряд существенных ограничений по возможности регулирования частоты и мощности. При изолированной работе энергосистемы аварийное отключение генерирующего оборудования Калининградской ТЭЦ-2 неминуемо повлекло бы отключения потребителей на длительный срок. Поэтому строительство и ввод в эксплуатацию новых электростанций – Маяковской и Талаховской ТЭС в 2018-м, а также Прегольской ТЭС в 2019 году – стали ключевым фактором обеспечения энергобезопасности региона. Всего за шесть лет было построено 771,6 МВт новой генерации.

Существенно модернизировано и сетевое хозяйство региона: введены в строй восемь новых подстанций и шесть новых линий электропередачи 110–330 кВ. Реконструировано две линии электропередачи 330 кВ и 14 линий классом напряжения 110 кВ. Кроме того, была проделана большая работа по обеспечению регулирования частоты



*Маяковская ТЭС, 2019 год*



*Талаховская ТЭС, 2020 год*

в изолированной энергосистеме, которая имеет свои особенности. Так, поддержание частоты фактически должно осуществляться всем выделенным для этих целей генерирующим оборудованием. Для этого на станциях необходимо было предусмотреть особые режимы работы систем регулирования турбин и энергоблоков в целом, обеспечить взаимную согласованную устойчивую работу всего генерирующего оборудования в энергосистеме, разработать схемы, которые позволяют регулировать частоту тем оборудованием, которое уже есть в наличии или планируется к постройке.



*Прегольская ТЭС, 2019 год*

Итогом нескольких лет совместной работы энергокомпаний региона, координатором которой выступал Системный оператор, стали проведенные в мае 2019 года натурные испытания, подтвердившие возможность устойчивой работы Калининградской энергосистемы в изолированном режиме и способность автоматического регулирования частоты

газотурбинными установками Маяковской, Талаховской и Прегольской ТЭС в этих условиях. Успешное прохождение испытаний доказало правильность принятых технологических решений, расчетов по устойчивости энергосистемы, проведенных специалистами АО «СО ЕЭС», настроек систем регулирования турбин, защит и противоаварийного управления. Фактически, на этом была поставлена точка в вопросе энергезависимости Калининградской области, которая оказалась готова функционировать автономно и при этом удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к надежности и устойчивости территориальных электроэнергетических систем.

## **Развитие рынков**

В 2010-х годах продолжился процесс внедрения новых рыночных процедур в процесс управления режимами и совершенствование уже имеющихся – таких как рынок на сутки вперед, балансирующий рынок и рынок мощности.

В рыночную сферу в ходе реформирования отрасли также частично перетекли и задачи обеспечения системной надежности ЕЭС России. В 2011 году Системный оператор запустил новый для России рынок услуг по обеспечению системной надежности – рынок системных услуг (PCY). Необходимость такого шага была обусловлена новыми условиями работы отрасли. Поскольку системные услуги подразумевают установку и обслуживание на энергообъектах оборудования, напрямую не связанного с выработкой электроэнергии (устройств автоматического регулирования частоты, элементов противоаварийного управления и пр.), необходимо было заинтересовать собственников в оснащении этими устройствами своих энергообъектов, обеспечив для этого экономические стимулы. Эта услуга должна каким-то образом оплачиваться,

ведь административно-командные методы в условиях рынка перестали работать. Рынок системных услуг создал экономические механизмы для привлечения субъектов электроэнергетики к участию в поддержании требуемого уровня надежности и качества функционирования ЕЭС России.

С 2011 года осуществляется оказание трех видов услуг – по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ), автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) энергоблоками тепловых станций, а также по регулированию реактивной мощности в режиме синхронного компенсатора (РРСК).

Кстати, нормированное первичное регулирование частоты в ЕЭС России появилось именно благодаря рынку системных услуг – ранее в отечественной энергосистеме такой способ поддержания устойчивости не применялся. НПРЧ – часть общего первичного регулирования частоты, осуществляемая выделенными электростанциями или энергоблоками, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, а также обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными для НПРЧ характеристиками. НПРЧ как часть общего первичного регулирования имеет целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты и фактически является защитой «первого эшелона», за которой при усугублении аварийных отклонений режима следуют автоматическое вторичное и третичное виды регулирования. За первое десятилетие количество участников НПРЧ и регулировочный диапазон выросли в несколько раз, показав востребованность новой услуги. Так, на 2011 год в рамках РСУ было отобрано восемь субъектов электроэнергетики – 36 энергоблоков тепловых станций, что обеспечило плановую величину резервов первичного регулирования  $\pm 604,5$  МВт. На первое полугодие 2021 года отобрано 15 субъектов электроэнергетики – 79 энергоблоков с величиной совокупного объема резервов первичного регулирования  $\pm 1687,2$  МВт.

## Развитие электроэнергетического рынка в России

|                           |            |  |
|---------------------------|------------|--|
| <b>КОНКУРЕНТНЫЙ РЫНОК</b> | 01.06.2019 | Управление спросом розничных потребителей (агрегация)  |
|                           | 07.02.2019 | Отборы проектов модернизации   |
|                           | 24.07.2017 | Конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО)  |
|                           | 20.07.2016 | Ценозависимое снижение потребления   |
|                           | 01.01.2016 | Долгосрочные конкурентные отборы мощности (КОМ) на 4 года  |
|                           | 01.05.2014 | Новая технология ВСВГО   |
|                           | 01.01.2011 | «Целевая» модель ОРЭМ  |
|                           | 03.03.2010 | Рынок системных услуг  |
|                           | 06.12.2007 | Выбор состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО)   |
|                           | 01.07.2008 | Рынок мощности   |
|                           | 01.09.2006 | Новый оптовый рынок электроэнергии и мощности (НОРЭМ)  |
|                           | 20.10.2005 | Балансирующий рынок  |
|                           | 01.11.2003 | ОРЭМ «5–15» переходного периода с одновременным функционированием регулируемого сектора и сектора свободной торговли |
| <b>РЕГУЛИРУЕМЫЙ РЫНОК</b> | 24.10.2003 | Постановление Правительства № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода»   |
|                           | 26.03.2003 | Федеральный закон № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»   |
|                           | 11.06.2001 | Постановление Правительства № 526 «Об основных направлениях реформирования электроэнергетики»                        |

До появления рынка системных услуг АВРЧМ осуществлялось только при помощи ГЭС, а теперь, благодаря новому сектору рынка, к автоматическому вторичному регулированию были привлечены ТЭС. Впоследствии участники АВРЧМ, отобранные в рынке системных услуг, сыграли также важную роль в период сильных паводков. Автоматическое регулирование частоты неоднократно переносилось на ТЭС, чтобы снять эту традиционную обязанность с гидроэлектростанций, что позволяло не тратить впустую гидроэнергоресурсы, повысить эффективность их использования в половодье и снизить цену на оптовом рынке благодаря увеличению доли более дешевой электроэнергии ГЭС.

В целом, появление рынка системных услуг позволило еще выше поднять и без того традиционно высокие стандарты обеспечения качества электроэнергии в ЕЭС России. К примеру, регулирование частоты тока, согласно действующим стандартам, в первой синхронной зоне ЕЭС России обеспечивается на 20-секундном временном интервале (усредненные значения) в пределах  $50,00 \pm 0,05$  Гц при допустимости отклонения до  $\pm 0,2$  Гц с последующим восстановлением до уровня  $50,00 \pm 0,05$  Гц за время не более 15 минут. Столь высокие требования обусловлены необходимостью согласования отклонений частоты с планируемыми запасами пропускной способности контролируемых сечений ЕЭС в нормальных условиях: для ЕЭС России, характеризующейся протяженными межсистемными связями, более жесткие нормативы по поддержанию частоты и, соответственно, баланса мощности, позволяют максимально использовать пропускную способность этих связей.

Дальнейшее развитие получил и рынок мощности. В 2015 году правительство России изменило модель механизма конкурентного отбора мощности (КОМ). С этого момента конкурентный отбор стал долгосрочным – сначала на четыре, а затем и на шесть лет вперед, – исходя из необходимости обеспечения в Единой энергосистеме России

достаточного количества генерирующих мощностей для надежных и бесперебойных поставок электрической энергии в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Соответствующие изменения были внесены в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности. Также была ликвидирована модель ЗСП (зон свободного потока мощности), в которой цена на мощность складывалась в более чем 20-ти локальных зонах ЕЭС России. В конечном итоге остались лишь две больших ценовых зоны: в одну из них входит Объединенная энергосистема Сибири, в другую – территории западнее ОЭС Сибири за исключением нескольких неценовых зон.

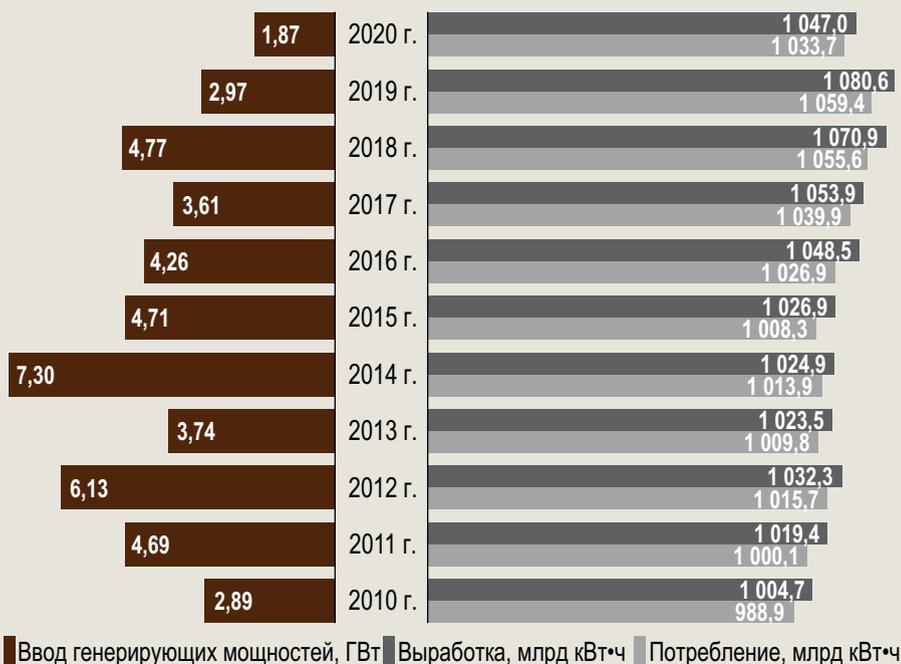
Также неценовой зоной осталась Объединенная энергосистема Востока, в которой, впрочем, с марта 2019 года для расчета режимов применяется тот же механизм выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО), что и в ценовых зонах оптового рынка. Использование Системным оператором процедур ВСВГО в процессе планирования и управления электроэнергетическим режимом ОЭС Востока – очередной значимый этап на пути к унификации деловых процессов оптового рынка электроэнергии и мощности в ЕЭС России.

## **Обновление генерации**

Второе десятилетие XXI века стало периодом модернизации парка генерации ЕЭС России. В 2010 году в отрасли стартовала программа ДПМ – договоров о предоставлении мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности. ДПМ оказался одним из самых масштабных и успешных инструментов привлечения инвестиций в российской экономике. За весь период реализации программы, а последний объект ДПМ был введен в работу в начале 2020 года, в сектор

## История оперативно-диспетчерского управления: 1921–2021

электроэнергетики привлечено свыше 2 трлн рублей инвестиций. Этот механизм, стимулирующий инвестиции в отрасль путем обеспечения их гарантированного возврата через платеж на рынке мощности и тем самым обеспечивающий выполнение обязательств инвесторов по вводу генерирующих мощностей, внес значительный вклад в обновление фондов электрогенерации. Перечень объектов ДПМ, предусматривающий гарантированный возврат инвестиций в строительство генерирующих мощностей, определен распоряжением Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 № 1334-р. За десятилетие в рамках программы ДПМ в ЕЭС России введено 136 генерирующих объектов на 92 ТЭС с увеличением установленной мощности электростанций на 25 583 МВт и двух ГЭС с увеличением установленной мощности электростанций на 76 МВт.



*Динамика вводов генерирующих мощностей, выработки и потребления электроэнергии в ЕЭС России в 2010–2020 годах*



*Сургутская ГРЭС-2: по программе ДПМ в 2011 году введены энергоблоки 7, 8 установленной мощностью по 396,9 МВт каждый*



*ТЭС-27: по программе ДПМ в 2007 и 2008 годах введены энергоблоки 3, 4 установленной мощностью по 450 МВт каждый*



*Троицкая ГРЭС: по программе ДПМ в 2014 году введен энергоблок установленной мощностью 660 МВт*



*Челябинская ГРЭС: по программе ДПМ в 2014 году введены два энергоблока установленной мощностью 225 МВт каждый*

Выполнение программы ДПМ обеспечило повышение эффективности и экономичности работы оборудования ТЭС ЕЭС России за счет ввода в эксплуатацию 67 парогазовых энергоблоков в объеме более 19 ГВт (74,5 % от суммарных объемов вводов ДПМ на ТЭС), в том числе ввода более 20 крупных энергоблоков установленной мощностью 400 МВт и более. Для обеспечения выдачи мощности электростанций реализованы проекты по сооружению новых и реконструкции существующих линий электропередачи.

Ввод большого объема современного высокоманевренного оборудования на электростанциях страны не только обеспечил наличие высокоэффективных мощностей в ЕЭС России в целом, но и решил целый ряд существовавших на начало периода реализации программы ДПМ локальных проблем с обеспечением надежного электроснабжения потребителей. Среди основных можно выделить решение острых проблем с надежностью электроснабжения в энергосистемах Москвы и Московской области, Санкт-Петербурга и Ленинградской области, с ликвидацией локальных дефицитов в ЕЭС России. Ввод нового оборудования дал возможность вывести из эксплуатации почти 9,5 ГВт старого и неэффективного оборудования на ТЭС, участвовавших в реализации программы ДПМ.

Кроме того, благодаря ДПМ получили развитие отечественное энергетическое машиностроение, проектные и строительные отрасли.

В процессе проектирования и строительства новых мощностей специалисты Системного оператора принимали участие в разработке задания на проектирование, согласовании проектной документации и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям. Они также участвовали в разработке программ испытаний генерирующего оборудования, испытаниях и приемке в опытную эксплуатацию каналов связи и системы сбора и передачи телеметрической информации в диспетчерские центры.

Для обеспечения стабильной работы нового оборудования в составе энергосистемы специалисты Системного оператора выполнили расчеты электроэнергетических режимов территориальных энергосистем с учетом мощности новых объектов генерации, а также расчеты статической и динамической устойчивости, величин токов короткого замыкания в прилегающей электрической сети, параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики электростанций и электросетевых объектов, обеспечивающих выдачу их мощности.

Вместе с тем, ко второму десятилетию XXI века российская энергетика вплотную столкнулась с проблемой устаревающих мощностей тепловой генерации, большинство которых было построено еще в далекое советское время. Несколько лет в профессиональном сообществе продолжалась дискуссия об экономических инвестиционных механизмах для решения задачи обновления теплового генерирующего оборудования, которые одновременно соответствовали бы интересам и государства, и собственников генерации, и потребителей. В итоге было решено использовать успешный опыт программы ДПМ. В 2017 году Минэнерго России приняло решение разработать механизмы привлечения инвестиций в модернизацию объектов тепловой генерации, основанные на гарантированном возврате инвестиций через платежи на рынке мощности. В решении задачи разработки такого механизма, который впоследствии получил название конкурентного отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций (КОММод), активное участие приняли специалисты Системного оператора вместе с сотрудниками Минэнерго России, Ассоциации «НП Совет рынка», крупнейших субъектов электроэнергетики.

Программа модернизации тепловых электростанций стартовала в январе 2019 года. В планах до 2031 года – обновление около 45 ГВт мощностей на сумму до 1,9 трлн руб. Цена поставки мощности генераторов, отобранных по программе КОММод, обеспечивает возможность

проведения глубокой модернизации, предусматривающей замену основного оборудования тепловых электростанций, что позволит продлить срок их эксплуатации еще как минимум на 16 лет. Возможность поддержания готовности к работе, включая проведение необходимых ремонтов оборудования, для остальных мощностей тепловой генерации (порядка 100 ГВт) будет обеспечена за счет постепенного повышения цены на мощность, поставляемую в рамках механизма конкурентного отбора мощности.

В рамках подготовки к запуску КОММод специалисты Системного оператора разработали методологические подходы по определению допустимых объемов вывода оборудования из работы на период модернизации на территориях выделенных энергорайонов и энергосистем. В соответствии с этой методикой проведены расчеты допустимых объемов вывода до 2024 года включительно. Написаны регламенты оптового рынка, разработана и внедрена электронная система взаимодействия с участниками отборов, обеспечивающая прием ценовых заявок, проведен имитационный отбор проектов модернизации, результаты которого впоследствии послужили основой для разрабатываемой Минэнерго программы модернизации.

В обязанности Системного оператора на протяжении всего срока реализации программы входит ее технологическое сопровождение – проведение конкурентных отборов проектов, перечень которых в дальнейшем утверждается правительством, корректировка расчетов по выводу из работы и вводу в работу модернизируемого оборудования в зависимости от режимно-балансовой ситуации в энергосистемах. В течение 2019 года Системным оператором успешно проведено два отбора проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций. В ходе первого, «залпового» отбора на 2022–2024 годы было определено к реализации 30 проектов (из 127 заявленных) суммарной установленной мощностью 8 610 МВт (впоследствии перечень отобранных модернизируемых генерирующих объектов по решению

правительственной комиссии был дополнен еще 15 проектами общей мощностью 1 783 МВт), по итогам второй конкурентной процедуры на 2025 год – 25 проектов (из 69 заявленных) суммарной установленной мощностью 4 023,9 МВт.

Впоследствии методология конкурентного отбора мощности легла в основу еще одного механизма развития энергосистемы, обеспечивающего точечную ликвидацию локальных дефицитов генерации – конкурентного отбора новой генерации (КОМ НГО). Этот новый механизм рынка мощности разработан при непосредственном участии специалистов Системного оператора и впервые опробован в Крыму. Он позволит обеспечить строительство новых генерирующих объектов с требуемыми техническими характеристиками с целью закрытия локальных дефицитов мощности по всей стране. После его запуска в 2017 году в первые же два года проведено два отбора. По итогам первого, состоявшегося в 2017 году, в Крыму построена Сакская ПГУ мощностью 120 МВт. В 2018 году состоялся отбор ПГУ-ТЭС Ударная на Таманском полуострове с объемом отобранной мощности 500 МВт. На Системный оператор в процессе подготовки к отбору возложены обязанности по формированию перечня и описанию «территорий технологически необходимой генерации», где в соответствии с тремя последними утвержденными схемами и программами развития ЕЭС России определено наличие дефицита активной мощности в нормальной или единичной ремонтной схемах, не покрываемого с использованием имеющихся генерирующих объектов. Сам же перечень «территорий технологически необходимой генерации» утверждается решением правительства РФ на основании предложения Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики и заключения Минэнерго России о необходимости проведения отбора. СО ЕЭС также обеспечивает сбор ценовых заявок участников отбора. Также важная задача Системного оператора, кроме режимного обеспечения строительства и ввода в работу новых объектов, – организация сбора информации о поведении новых генераторов

в переходных режимах для корректной настройки систем регулирования этого типа оборудования.

## **Вхождение в «эпоху 3D»**

Второе десятилетие XXI века в мировой энергетике запомнится как время «энергетического перехода», или «эпоха 3D» (Decarbonization – декарбонизация, Decentralization – децентрализация, Digitalization – цифровизация). Этот период ознаменовался появлением новых вызовов, связанных с глобальной трансформацией мировой энергетике, – необходимостью выработки новых подходов к управлению энергосистемами в условиях перехода к «низкоуглеродной» экономике, масштабной интеграции ВИЭ и развития распределенной генерации, а также формированием новых бизнес-моделей, которые могут быть использованы при управлении энергосистемами с доминированием распределенной генерации и генерации с неустойчивой выработкой.

Несмотря на то, что Россия не входила в число лидеров по внедрению ВИЭ и распределенной генерации, объем новых энергоресурсов постепенно, но неизбежно возрастал – пусть и не так стремительно, как это происходило, к примеру, в США или Европейском союзе. Так, согласно стартовавшей в 2013 году государственной программе поддержки ВИЭ, к 2025 году в России должно быть введено в эксплуатацию 5,4 ГВт новых мощностей. В масштабах баланса ЕЭС России это – лишь несколько процентов, однако в большинстве своем новые мощности концентрируются в ограниченном количестве энергосистем, обладающих соответствующими природными ресурсами: в ОЭС Юга, а также определенных частях ОЭС Сибири и ОЭС Урала. В результате реализации программы ДПМ ВИЭ в некоторых энергорайонах ЕЭС России до трети генерируемой мощности может быть обеспечено возобновляемыми источниками.



*Диспетчерский зал Башкирского РДУ, 2018 год*



*Исянгуловская СЭС, 2019 год*

Такая ситуация поставила перед сотрудниками Системного оператора новые задачи, связанные с безопасной для энергосистемы интеграцией в нее «зеленой» генерации, имеющей иные характеристики, нежели традиционная тепловая, атомная или гидравлическая. ВИЭ – это сложно прогнозируемая генерация с негарантированной выработкой мощности, и по этой причине, в отличие от традиционной, она не может предоставлять резерв для энергосистемы, а наоборот – сама нуждается в резервировании. Именно поэтому Системный оператор выступил инициатором совершенствования механизмов планирования режимов с учетом ВИЭ, создания обязательных технических требований к такой генерации, изменения условий по техприсоединению и регламентов оптового рынка. Специалисты компании от изучения ситуации приступили к разработке конкретных изменений в отраслевые нормативные и регламентирующие документы.

Один из факторов успешной и безопасной интеграции ВИЭ в энергосистему – эффективное управление режимом их работы. Поэтому в число первых технологических решений вошло дистанционное управление такими объектами. Внедрение технологии началось с солнечных электростанций (СЭС) в сотрудничестве с крупнейшим в России собственником солнечной генерации группой компаний «Хевел». В 2019 году стартовало промышленное использование систем дистанционного управления солнечными электростанциями – были проведены натурные испытания дистанционного управления режимами работы солнечных станций из диспетчерского центра Башкирского РДУ и введены в промышленную эксплуатацию системы дистанционного управления Бурибаевской и Исянгуловской СЭС в Башкирии и Майминской СЭС в Новосибирской области. Затем этот опыт начали распространять не только на все остальные СЭС, но и на ветровые электростанции.

По мере развития ВИЭ в России, как и во всем мире, стали активно изучать вопрос об использовании «зеленых» электростанций в процессе управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Например, их способность эффективно участвовать в регулировании частоты тока в энергосистеме. Испытания, проведенные Системным оператором в 2019 году в Крыму, подтвердили соответствие солнечных электростанций Николаевская и Митяево техническим требованиям к участию в общем первичном регулировании частоты в энергосистеме.



*Майминская СЭС – участник испытаний по регулированию солнечными электростанциями частоты электрического тока в энергосистеме*

Вместе с тем, проблемы глобального «энергоперехода» заострили вопрос о функционировании больших энергосистем и возрастании их значимости для надежности энергоснабжения. В 2019 году российский системный оператор председательствовал в Ассоциации системных операторов больших энергосистем GO15. Обязанности президента Ассоциации в этом году выполнял заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС» Федор Опадчий, впоследствии – в 2021 году – назначенный Председателем Правления Системного оператора ЕЭС. В 2019-м в GO15 был запущен совместный проект «Ценность электрических систем», которым руководили представители бразильской ONS. В рамках

проекта проведено аналитическое исследование ключевых ценностей, в совокупности обеспечиваемых большой энергосистемой. Важный вывод исследования – в том, что полноценное обеспечение такого же уровня свойств и качеств, которые предоставляет энергосистема, при организации изолированного энергоснабжения кратно увеличивает объем и стоимость необходимых для этого технических решений.

Результаты исследования ясно показали, что, несмотря на развитие разнообразных источников генерации, в том числе распределенной и находящейся на стороне потребителя (например, солнечных панелей в частных домохозяйствах), потребность в магистральных электросетях и больших энергосистемах не снижается, а, наоборот, возрастает. Более того, потребность в централизованных сервисах, которые предоставляет энергосистема (а чем больше энергосистема, тем эффективнее она их предоставляет), с развитием распределенной генерации будет только возрастать.

В основу исследования GO15 положена работа EPRI (Института исследований электроэнергетики), в которой приводится пять категорий сервисов (услуг), предоставляемых энергосистемами.

Это, прежде всего, обеспечение доступа к электропитанию – один из наиболее важных сервисов большой энергосистемы, обеспечивающий бесперебойные поставки электроэнергии в любое время и в объеме, необходимом клиенту, независимо от того, достаточно ли в конкретном локальном энергорайоне мощности генерации для покрытия потребности или нет. Вторая категория сервисов – обеспечение пусковых токов. Энергосистема кроме прочих услуг обеспечивает «мгновенную мощность», необходимую, например, для запуска больших повсеместно используемых электродвигателей. Третий вид – обеспечение качества напряжения и частоты: энергосистема с большим количеством взаимосвязанных элементов обеспечивает стабильное качество электрического тока, предоставляя возможность безопасного, надежного и эффективного использования подключенного к ней потребительского оборудования.

Следующая категория – повышение экономической эффективности, так как энергосистема позволяет производить электроэнергию с наименьшими затратами благодаря тому, что в ее составе работает большое число генераторов с различными техническими и экономическими характеристиками. И, наконец, последняя категория услуг – передача электроэнергии. Энергосистема предоставляет возможность выбора контрагентов и минимизации локального монополизма отдельных участников. Развитие рынков обеспечивает связь между многими генерирующими и потребляющими элементами энергосистемы. Стоимость электроэнергии можно рассчитать с большой точностью.

Проанализировав эти сервисы, эксперты пришли к выводу, что, если корректно учесть все пять категорий и попытаться организовать энергообеспечение такого же качества локально, в изолированном от большой энергосистемы режиме, то стоимость электроэнергии будет в четыре–восемь раз выше, чем при получении ее из энергосистемы. Притом, что потребность в таких сервисах различается у разных потребителей, и конкретные технические решения, обеспечивающие локальное энергообеспечение, могут отличаться от проекта к проекту, важен сам принцип – для качественного энергообеспечения недостаточно установить генератор с мощностью, равной потреблению. И чем выше требования к доступности и качеству энергообеспечения, тем выше будут совокупные затраты на обеспечение энергообеспечения в изолированном режиме – без подключения к большой энергосистеме.

### **Изменение основ**

Одной из насущных потребностей многих энергосистем мира в процессе глобального «энергетического перехода» стало управление спросом. Одним только традиционным регулированием баланса

при помощи изменения генерации в сложной современной энергосистеме стало фактически недостаточно. Технические средства, направленные на управление электроэнергетическим режимом энергосистем, стали разрабатываться и на стороне сетей (гибкие электропередачи и др. элементы так называемых «умных» сетей), и на стороне потребителя – технологические и рыночные инструменты регулирования спроса, объединенные под концептуальным названием Demand Response. Тем более, что высокий уровень развития компьютерных цифровых технологий к этому времени уже позволял активно развивать такие сложные инструменты и использовать их в энергосистеме «в промышленных объемах».

В первом десятилетии XXI века механизмы управления спросом активно опробовались в крупнейших энергосистемах мира – изначально как средство помощи при авариях, а затем и как инструмент поддержания баланса энергосистемы в текущем режиме. Системный оператор Единой энергетической системы также стал активно развивать Demand Response в виде системы ценозависимого снижения потребления. Уже в 2017 году крупные оптовые потребители получили возможность экономить средства, снижая потребление в пиковые часы нагрузки по сигналам оптового рынка, что позволяло избежать включения наиболее дорогой и неэффективной генерации в период наибольшего суточного потребления электроэнергии и тем самым оказывать сдерживающий эффект на цену на оптовом рынке электроэнергии.

Однако и розничный рынок электроэнергии также обладал значительными ресурсами управления спросом. В 2017–2018 годах Системный оператор изучал возможности задействования этого потенциала. Задача развития ценозависимого потребления в розничном сегменте вышла на государственный уровень – была включена в дорожную карту «Энерджинет» Национальной технологической инициативы, направленную на развитие отечественных комплексных

систем и сервисов интеллектуальной энергетики и обеспечение лидерства российских компаний на новых высокотехнологичных рынках мировой «энергетики будущего». В рамках Национальной технологической инициативы Системным оператором разрабатывалась и обсуждалась профессиональным сообществом концепция агрегаторов управления спросом на электрическую энергию, предполагавшая появление на оптовом рынке специальных участников, агрегирующих возможности снижения потребления электроэнергии розничными потребителями электроэнергии и превращавших эти возможности в рыночный товар – услугу ценозависимого снижения спроса. В марте 2019 года правительство РФ приняло постановление, позволившее запустить в рамках рынка системных услуг пилотный проект по созданию таких агрегаторов, формированию пула розничных потребителей, готовых предоставлять эту услугу, а также отработке технологических, организационных, экономических особенностей нового рыночного механизма.

Первый ежеквартальный отбор исполнителей услуг по управлению спросом был проведен Системным оператором уже в июне того же года. Первый же отбор показал высокую заинтересованность отрасли в развитии нового рыночного механизма. На конкурс пришло почти в три раза больше потребительских мощностей, чем было разрешено правительством для пилотных проектов. Дальнейшее развитие пилотного проекта подтвердило интерес потребителей к новому экономическому механизму. К концу 2020 года участие в нем приняли крупнейшие российские государственные и негосударственные, а также международные компании. Свыше 70 из них были представлены в качестве агрегаторов управления спросом на электроэнергию с более чем 300 объектами управления в 51 регионе России. С момента старта проекта в июле 2019-го по сентябрь 2021 года объем участия увеличился 20 раз – с 50 МВт до 1 ГВт. Такие результаты явно показали возможность перехода от пилотной стадии к целевой модели.

## Курс на цифровизацию

Задачи цифровизации электроэнергетики были определены Министерством энергетики в развитие утвержденной в 2017 году национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации». Отраслевые направления цифровизации определялись при активном участии энергетических компаний, включая Системный оператор Единой энергетической системы. Основная задача цифровизации отрасли – создание условий для внедрения цифровых технологий и платформенных решений, которые будут направлены на повышение эффективности и безопасности энергетической инфраструктуры страны. В процессе разработки направлений и подходов велась активная общепромышленная дискуссия о том, каким критериям должны удовлетворять проекты по цифровизации отрасли. Специалисты в области оперативно-диспетчерского управления как сферы, в которой компьютеризация и «интеллектуализация» множества процессов ведутся уже несколько десятилетий, внесли свой значимый вклад в определение критериев. Ключевой показатель – основным эффектом от цифровизации должна быть возможность построения новых моделей управления технологическими и бизнес-процессами. Поэтому любые цифровые трансформации имеют смысл только тогда, когда позволяют решить эту главную задачу. Этот критерий позволяет выделить цифровое развитие отрасли как новое направление в числе других важных направлений развития – автоматизации, инноваций, которые зачастую понимаются более узко, как попытки исключить человеческий труд из технологического процесса и заменить его на машинный. Автоматизация – не новость для электроэнергетики и оперативно-диспетчерского управления, поскольку она ведется в отрасли с 1960-х годов – времени появления первых компьютеров. Тогда как цифровизация, создающая новые технологические

модели и бизнес-модели, действительно стала новым словом в развитии электроэнергетики.

Кроме задачи формирования новой технологической среды, которая качественно меняет всю производственную экосистему отрасли и имеет практический эффект для потребителей, для успешной цифровой трансформации также необходимы синхронизация процессов внедрения ИТ-технологий в разных компаниях, ориентация на отечественные разработки и учет возможностей российских производителей.

Флагманами цифровой трансформации оперативно-диспетчерского управления стали несколько проектов, инициированных Системным оператором и реализуемых в тесном сотрудничестве с крупнейшими участниками отрасли.



*ПС 500 кВ Щёлоков – первая подстанция в ЕЭС России такого класса напряжения, на которой реализовано дистанционное управление оборудованием из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС»*

В числе ключевых – развитие цифровых технологий дистанционного управления в ЕЭС России. Они являются важным условием поддержания эффективной работы постоянно растущей и усложняющейся энергосистемы. Системный оператор совместно с электросетевыми компаниями приступил к реализации проектов по внедрению дистанционного управления оборудованием подстанций 220–500 кВ с применением автоматизированных программ переключений. Автоматизированная система производства переключений (АСПП) представляет собой программно-аппаратный комплекс, позволяющий осуществлять дистанционное управление оборудованием подстанций и ЛЭП из диспетчерского центра Системного оператора путем запуска диспетчером программы переключений, которая затем реализуется автоматически. Применение АСПП в несколько раз сокращает время выполнения одной из основных операций в процессе управления режимами энергосистемы – переключений в электроустановках, а значит и сокращает период необходимого изменения режима работы энергообъектов и обеспечивает их скорейший возврат к работе по оптимальному для энергосистемы плановому диспетчерскому графику. Таким образом, вместе с повышением эффективности управления электроэнергетическим режимом энергосистемы автоматизированное дистанционное управление снижает суммарные затраты потребителей электрической энергии. Пилотные проекты дистанционного управления были реализованы в ОЭС Средней Волги, ОЭС Юга, ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада. Полученный в ходе их реализации опыт позволил разработать регламентирующие документы по дистанционному управлению электросетевым оборудованием.

После успешного завершения пилотных проектов Системный оператор принял решение поэтапно внедрять АСПП во всех своих филиалах и организовать автоматизированное дистанционное управление оборудованием более чем двухсот подстанций, а также определил перспективное направление, предусматривающее расширение сферы применения дистанционного управления, за счет его внедрения во вторичных

цепях – цепях управления релейной защиты и противоаварийной автоматики. Активными участниками процесса стали «Россети», Федеральная сетевая компания, «Сетевая компания» (Татарстан) и «Объединенная энергетическая компания» (Москва).



*Камская ГЭС – участник пилотного проекта по внедрению СДПМ*

Идея дистанционного цифрового управления объектами получила развитие и в сфере генерации. В 2018 году Системный оператор совместно с ПАО «РусГидро» провели комплексные испытания информационно-управляющей системы доведения плановой мощности (СДПМ) до гидроэлектростанций по каналам ЦС (ЦКС) АРЧМ – ГРАМ ГЭС (СДПМ) при взаимодействии с системами группового регулирования активной и реактивной мощности (ГРАМ) Чиркейской ГЭС, Саратовской ГЭС, Волжской ГЭС и Камской ГЭС. Совместно с ПАО «РусГидро» был разработан и утвержден план внедрения СДПМ, предусматривающий поэтапное подключение к СДПМ 17 ГЭС в пяти диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС». В качестве пилотных, помимо

участвующих в испытаниях ГЭС, были определены Нижегородская ГЭС и Жигулевская ГЭС. Внедрение СДПМ повышает оперативность управления режимами работы генерирующих объектов. В перспективе, уже в следующем десятилетии XXI века, технология цифрового управления объектами планируется к применению и на тепловых электростанциях.

Развивается система мониторинга переходных режимов (СМПР) в ЕЭС России на основе перспективной технологии векторного измерения параметров электрического режима. Внедрение систем СМПР на объектах всех ОЭС позволило Системному оператору впервые провести верификацию динамической модели ЕЭС России и снизить системные ограничения на передачу мощности по транзитным межсистемным сечениям.

Важнейшей сферой цифровизации многие годы была и остается сфера противоаварийной автоматики. В 1970-е годы в ЕЭС СССР были сделаны первые шаги по созданию централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА), ставшей впоследствии неотъемлемым элементом современной модели управления энергосистемами. Это программно-аппаратный комплекс, содержащий математическую модель энергосистемы, который осуществляет расчет электроэнергетических режимов, анализирует устойчивость энергосистемы, рассчитывает возможные нарушения и, исходя из этого, выбирает управляющие воздействия противоаварийной автоматики, установленной на энергообъектах. В 2021 году Системный оператор ввел в промышленную эксплуатацию ЦСПА уже третьего поколения – в ОЭС Востока, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала, энергосистеме Тюменской области, начал апгрейд системы предыдущего поколения в ОЭС Сибири и подготовку к вводу ЦСПА в ОЭС Центра, где такой системы ранее никогда не было.

ЦСПА последнего поколения обладает повышенным быстродействием и надежностью, а также расширенным функционалом, обеспечивающим выбор управляющих воздействий по условиям



*Нижегородская ГЭС, 2010-е годы*



*Жигулевская ГЭС, 2010-е годы*

обеспечения не только статической, но и динамической устойчивости энергосистемы, то есть устойчивой работы в процессе аварийных возмущений.

Совместно с дочерней компанией АО «НТЦ ЕЭС» Системный оператор приступил к реализации проекта Системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Это программно-технический комплекс, позволяющий в режиме онлайн выявлять наиболее загруженные сечения, определять текущие значения максимально допустимых перетоков и представлять эту необходимую информацию диспетчерам. СМЗУ фактически полностью изменили процесс оперативного управления режимом энергосистемы, поскольку позволяют проводить расчет величины допустимых перетоков в контролируемых сечениях в режиме реального времени, что дает диспетчерам возможность очень точно учитывать текущие изменения схемно-режимной ситуации и тем самым обеспечивать дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети и выбору оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы без снижения уровня ее надежности. Пилотной стала ОЭС Северо-Запада, где существовала проблема запертой мощности Кольской АЭС и остро стоял вопрос увеличения максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях Коло-Карельского транзита. Затем началось распространение отработанной технологии в ЕЭС России и планомерное оснащение этой новой технологией всех диспетчерских центров Системного оператора. Уникальный функционал новой цифровой системы востребован не только в технологических процессах оперативно-диспетчерского управления, но и в рыночных. В 2018 году в ОЭС Сибири и ОЭС Юга цифровая технология СМЗУ стала применяться в качестве инструмента оптового рынка при актуализации расчетной модели, в частности, для определения максимально допустимых перетоков при расчетах на рынке на сутки вперед (РСВ) и балансирующем рынке (БР). Эту сферу применения СМЗУ также планируется активно расширять.

В 2019 году в рамках цифровизации электроэнергетики Системный оператор и ПАО «ФСК ЕЭС» запустили пилотные проекты по внедрению автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики (АСМ РЗА) на подстанциях 220 кВ Псоу, Черноморская и Поселковая в ОЭС Юга.



*ПС 220 кВ Псоу – участник пилотного проекта по внедрению АСМ РЗА*

Система позволяет в автоматизированном режиме получать данные о работе РЗА из системы мониторинга сетевого оборудования Федеральной сетевой компании, накладывать их на Единую информационную модель ЕЭС России, чтобы автоматически – без участия человека – проанализировать правильность срабатывания и выработать наилучшие алгоритмы с учетом всех поддающихся анализу факторов влияния. Фактически АСМ РЗА позволяет выявить устройства РЗА,



*ПС 220 кВ Зеленодольская, 2020 год*



*Строительство ПС 220 кВ Черноморская, 2013 год*

которые могут срабатывать неправильно, если их работа потребуется при аварийном событии в энергосистеме. Результаты работы АСМ РЗА ложатся в основу процесса расчета уставок РЗА Системным оператором и выдачи их на энергетические объекты. Цели внедрения новой цифровой системы – снижение числа аварий, вызванных неправильной работой РЗА, и сокращение времени на их ликвидацию, организация эффективного информационного обмена между субъектами электроэнергетики для предупреждения аварий, вызванных неправильной работой РЗА, ранняя диагностика неисправности устройств РЗА. Кроме того, увеличение числа подстанций, включенных в АСМ РЗА, позволит создать современную информационную и технологическую инфраструктуру РЗА в Единой энергосистеме, тем самым предоставив объективные инструменты для перехода на техническое обслуживание микропроцессорных устройств РЗА по их фактическому состоянию – и в этом заключается дополнительный экономический эффект от внедрения новой системы мониторинга.

В 2020 году впервые в ЕЭС России Системным оператором реализован пилотный проект дистанционного управления функциями устройств РЗА на подстанции 220 кВ Зеленодольская ОАО «Сетевая компания» (Татарстан). В стадии реализации – совместный с ПАО «Россети» проект дистанционного управления функциями устройств РЗА в составе проекта по созданию автоматизированной системы мониторинга РЗА на трех подстанциях «Россети Московский регион».

В 2016 году Системный оператор ввел в промышленную эксплуатацию Единую информационную модель ЕЭС России (ЕИМ), разработанную в рамках проекта «Трехуровневая автоматизированная система формирования физических и эквивалентных моделей для расчетов и оценивания электрических режимов». ЕИМ представляет собой описание объектов ЕЭС и связей между ними с помощью Общей информационной модели (Common Information Model – CIM) по стандартам Международной электротехнической комиссии МЭК 61970

и МЭК 61968. Она содержит порядка 4 млн физических (выключатели, разъединители и др.) и вспомогательных объектов, расположенных на 13 тыс. объектах электроэнергетики России и ближнего зарубежья. ЕИМ, в частности, используется для расчета электрических режимов, формирования перечней объектов диспетчеризации и согласования графиков ремонтов, управления диспетчерскими заявками.

После ввода в промышленную эксплуатацию продолжилось активное развитие ЕИМ за счет дополнения новыми базами данных, совершенствования технологии сопровождения и информационного обмена, а также интеграции с другими программными средствами. В 2019 году Системный оператор совместно с АО «Концерн Росэнергоатом» и ОАО «Сетевая компания» (Республика Татарстан) приступили к реализации пилотных проектов по организации информационного обмена с применением ЕИМ по стандартам Общей информационной модели. Успешная реализация одного из «пилотов» – по обмену информацией между АО «ЕЭСК» и АО «СО ЕЭС» – позволила в 2020 году начать работу по организации информационного обмена на основе СИМ данными информационных моделей между всеми дочерними компаниями «Россетей» и Системным оператором.

На базе ЕИМ реализуется проект по созданию следующего поколения оперативного информационного комплекса (ОИК) – основного программного продукта, при помощи которого осуществляется оперативное управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России. Предыдущая версия этого базового для управления электроэнергетическим режимом цифрового комплекса была внедрена в прошлом десятилетии. Настало время кардинальных изменений – новая версия ОИК СК-11 разработана на новом программном обеспечении с учетом новых тенденций информационного обмена на основе СИМ-модели. К концу 2020 года ОИК установлен во всех диспетчерских центрах Системного оператора, а также выполнен переход на использование табличных и графических форм отображения в ОИК СК-11.

Также в 2010-х годах в Системном операторе реализован проект, позволивший поднять на новый уровень производительность и надежность ИТ-инфраструктуры – Единый территориально-распределенный корпоративный центр обработки данных (ЕТРК ЦОД). Создание в филиалах компании территориально-распределенных модулей корпоративного центра обработки данных позволило организовать обработку все возрастающего массива информации и достичь минимального времени восстановления ИТ-инфраструктуры после технических сбоев. Важной задачей проекта стало снижение затрат на вычислительную инфраструктуру и повышение эффективности использования вычислительных ресурсов за счет виртуализации информационных систем в новых ЦОД. Реализация проекта позволила решить ряд важнейших задач, таких как значительное сокращение количества серверного оборудования, используемого в Главном диспетчерском центре ЕЭС и филиалах – объединенных диспетчерских управлениях, а также затрат на эксплуатацию и реновацию этого оборудования, существенное уменьшение потребления электроэнергии при одновременном значительном росте вычислительных мощностей, сведение к нулю времени восстановления информационных систем, работающих в ЕТРК ЦОД, после подавляющего большинства технических сбоев в их работе. Кроме того, внедрение ЕТРК ЦОД создало основу для виртуализации систем реального времени и позволило отработать процедуры «бесшовной» миграции информационных систем в виртуальную среду.

Технологическая сеть связи как одна из важнейших составляющих СДТУ (средств диспетчерского и технологического управления) в XXI веке также получила сильнейший стимул к развитию. За вековой период СДТУ прошли огромный путь, начавшийся с использования аналогового телефонного аппарата для передачи диспетчерских команд и оперативных переговоров. Затем в течение десятилетий аналоговые телефонные каналы связи массово использовались для совместной передачи диспетчерских команд и сбора телеинформации. В 1990-х начался

переход на цифровые системы связи с технологией коммутации каналов TDM (Time Division Multiplexing), что позволило значительно увеличить объемы и качество передаваемой информации и дало толчок к развитию и внедрению новых приложений и инструментов. Однако в конце концов бурное развитие новых инструментов в системе оперативно-диспетчерского управления привело к резкому увеличению затрат на организацию каналов и неэффективному их использованию. Потребовался совершенно новый подход к организации и построению технологической сети связи, и он был найден в виде реализации сети нового поколения – мультисервисной сети связи (МСС).

В 2010 году Системный оператор первым в отечественной электроэнергетике завершил масштабный проект по созданию МСС и системы защиты периметра информационной системы (СЗП), результатом которого стало создание масштабируемой защищенной инфраструктуры сети связи, позволяющей значительно повысить уровень и безопасность информационного обмена в процессе оперативно-диспетчерского управления. Сеть связи была построена на основе технологий пакетной коммутации, что позволило достичь высокого уровня масштабируемости, значительно увеличить эффективность использования каналов связи и оптимизировать техническое обслуживание этой территориально распределенной системы. МСС образует единую информационно-телекоммуникационную структуру, которая поддерживает все виды трафика (данные, голос, видео) и предоставляет все виды услуг с дифференцированным гарантированным качеством. МСС обеспечивает работу как специализированных диспетчерско-технологических информационных систем, использующихся в процессе круглосуточного оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, в том числе телефонной связи для оперативных переговоров и передачи телеметрической информации, так и общекорпоративных систем – электронной почты, документооборота, селекторной и видео-конференц-связи. СЗП обеспечивает защиту каналов связи и шифрование в соответствии с российскими стандартами

обеспечения информационной безопасности, а также контроль содержимого передаваемой информации: анализ трафика на уровне приложений, защиту трафика от вредоносного программного обеспечения различных типов, защиту от спама.

МСС и СЗП имеют иерархическую архитектуру, однако к концу второго десятилетия XXI века в оперативно-диспетчерском управлении начали повсеместно внедряться технологические и инфраструктурные комплексы, в том числе коммутационные системы на базе технологии VoIP, по централизованной на уровне исполнительного аппарата и распределенной моделям. В связи с этим в 2020 году Системный оператор начал работу над созданием Единой информационно-телекоммуникационной межфилиальной сети нового поколения на базе пакетных технологий. Ее основная задача – удовлетворение потребности в надежной и производительной телекоммуникационной инфраструктуре для модернизируемых и вновь внедряемых решений и комплексов (в первую очередь для ОИК нового поколения), распределенных систем телефонной связи на базе VoIP, а также внедрение современных решений по защите периметра для бесперебойного и безопасного функционирования критической информационной инфраструктуры оперативно-диспетчерского управления.

### **Нормативное регулирование**

К окончанию первого десятилетия XXI века в российской электроэнергетике сложилась парадоксальная ситуация: в отрасли не существовало единой нормативной базы, регулирующей весь комплекс системообразующих отношений, связанных с обеспечением надежной и безопасной работы энергосистемы и входящих в ее состав объектов. Существовавшие в советское время требования, инструкции и регламенты, на которые во многом продолжали опираться компании отрасли,

значительно устарели как с технической точки зрения, так и с точки зрения новых, рыночных отношений в электроэнергетике. После распада СССР нормативно-техническое регулирование в электроэнергетике осуществлялось при помощи корпоративных и отраслевых актов, основными из которых стали приказы по холдингу РАО «ЕЭС России» и ведомственные документы. Однако в 2008 году после глубокого реформирования отрасли РАО прекратило свое существование, а новая система нормативно-технического регулирования, отвечавшая требованиям и реалиям послереформенного периода, не была сформирована.

Последствия существования такого «правового вакуума» могли бы стать катастрофическими, если бы не большой «запас прочности» энергосистемы, закладывавшийся при ее создании, а также технологические традиции, на которые всегда опиралась отечественная электроэнергетика. Однако даже несмотря на это проблем избежать не удалось. Так, в начале 2010-х годов в Калининградской энергосистеме одна за другой произошли три крупные аварии, в ходе расследования которых выяснилось, что настройка технологической автоматики турбин производства компании Siemens, закупленных и установленных на Калининградской ТЭЦ-2 уже в постсоветский период, была выполнена на основании норм, действовавших в энергетике Евросоюза, и не соответствовала требованиям, принятым в ЕЭС России. Отсутствие в России действующих общеобязательных требований, регулирующих этот вопрос, позволило собственнику и производителю совершенно легально не осуществить перенастройку автоматики турбин под условия работы в ЕЭС России. Аналогичными алгоритмами настроек технологической автоматики обладали еще более двух десятков турбин этого производителя, установленных на отечественных тепловых станциях.

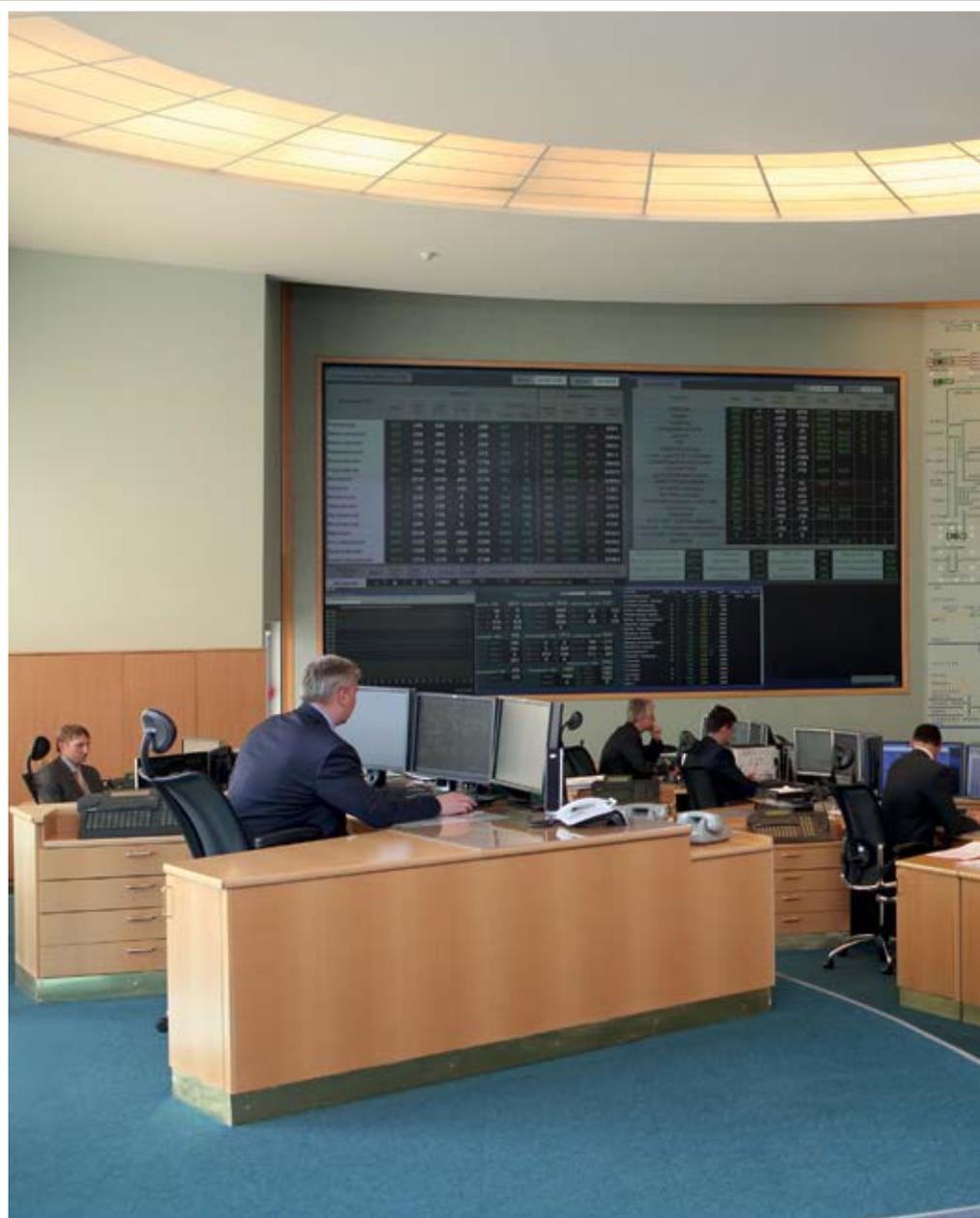
Пробелами в нормативной базе были обусловлены и другие проблемы. К примеру, при реконструкции нескольких технологически связанных объектов, принадлежащих разным собственникам, отсутствовал механизм согласования состава реконструируемого оборудования, его параметров,

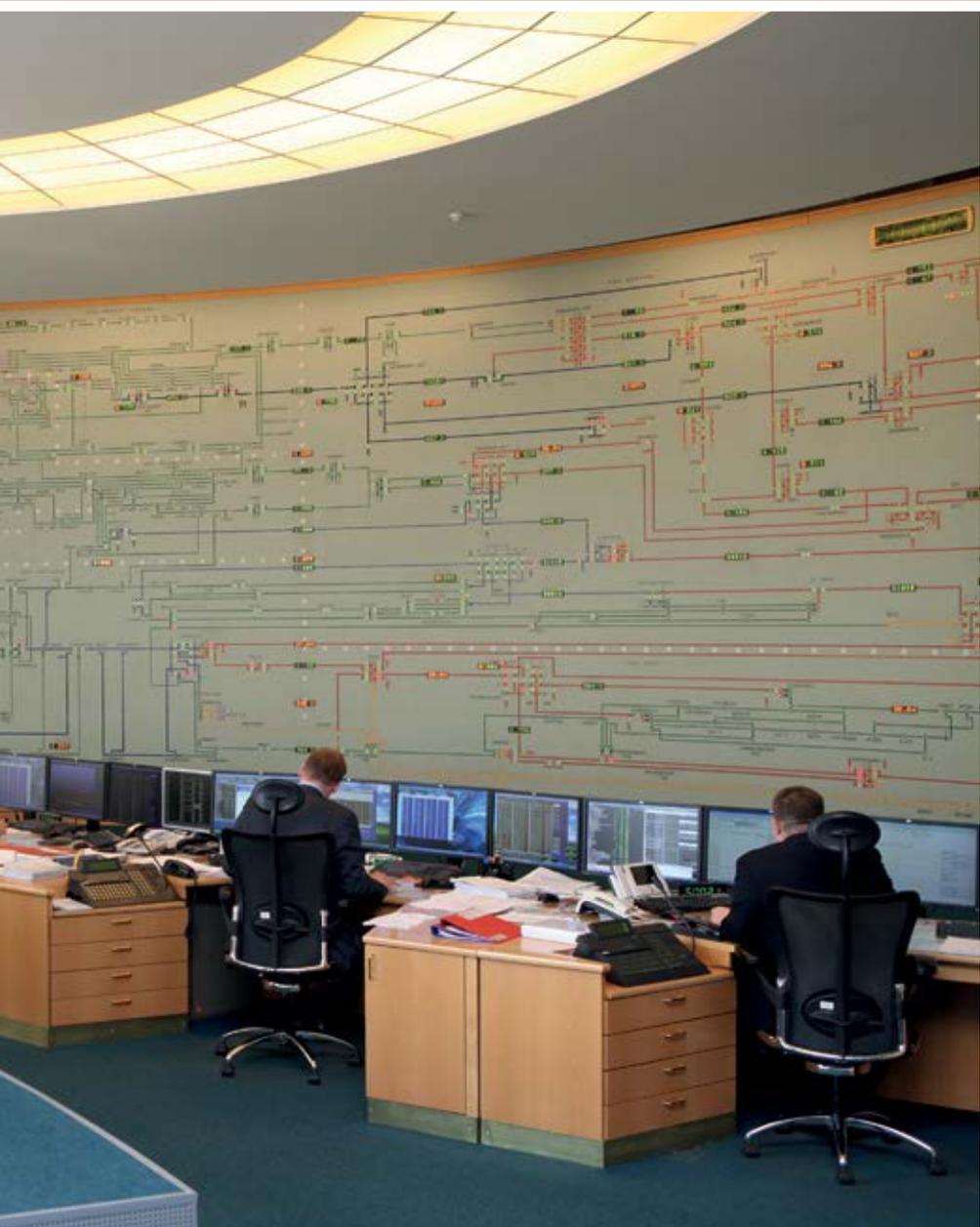
сроков проведения работ. Это приводило к тому, что модернизация взаимосвязанных технологических объектов затягивалась на годы, причем в некоторых случаях установленные комплексы РЗА не могли совместно работать или функционал установленного оборудования реализовывался не полностью. Отсутствие в нормативно-технических актах обязательных требований к РЗА и запрета на эксплуатацию объектов, не оснащенных релейной защитой и противоаварийной автоматикой, приводило к тому, что пока решались вопросы реконструкции, на энергообъектах использовались временные, заведомо менее надежные схемы РЗА, что создавало риски для надежности функционирования энергосистемы.

Эти и другие сложности, обусловленные недостаточной проработанностью законодательной базы, привели отраслевое сообщество к пониманию необходимости системы актуальных общеобязательных требований, которая позволила бы всему сложному комплексу ЕЭС России работать надежно, как единому целому. Системный оператор одним из первых начал убеждать руководство страны и отрасли в необходимости разработки правил, безусловно необходимых для существования такого технологически сложного объекта, как энергосистема. На протяжении нескольких лет созданная Минэнерго РФ отраслевая рабочая группа во главе с представителями Системного оператора вела масштабную работу по подготовке нового базового документа – «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем» (ПТФ ЭЭС). Специалисты Системного оператора были задействованы в создании новых правил на всех этапах, начиная от разработки конкретных документов до процедур отраслевого обсуждения и экспертной оценки. Усилия увенчались успехом, и в августе 2018 года постановлением правительства РФ Правила технологического функционирования электроэнергетических систем были утверждены.

К окончанию первого десятилетия XXI века в отрасли фактически сложилась новая структура нормативно-правового и нормативно-технического обеспечения, включающая три направления.

Первое направление – нормативное правовое регулирование, базой которого являются Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», документы правительственного уровня и документы министерств и ведомств, а также ПТФ ЭЭС. Это часть системы нормативно-технического обеспечения, содержащая общесистемные обязательные технические требования на самом высоком уровне технологической деятельности: взаимодействие субъектов отрасли, функционирование и развитие энергосистем, эксплуатация оборудования энергетических объектов, подготовка персонала. Эти требования в итоге и были полноценно и всеобъемлюще сформулированы в ПТФ ЭЭС. Документ включил описание структуры энергосистемы, ее характеристик, электроэнергетических режимов, требований к устойчивости, надежности и живучести энергосистемы, к релейной защите и автоматике, информационно-технологической инфраструктуре. ПТФ ЭЭС – «фундаментальный» документ, создающий базу для современной нормативной конструкции, регламентирующей обеспечение надежной работы ЭЭС России. На этом фундаменте началось возведение стройного и прочного здания: в концепцию документа была заложена дальнейшая работа по корректировке всего массива нормативно-технической документации в электроэнергетике. Только на первом этапе потребовалось разработать и утвердить 35 нормативных актов. В их числе правила переключений в электроустановках, предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики, методические указания по устойчивости энергосистем, по определению объемов и размещению резервов активной мощности при краткосрочном планировании электроэнергетического режима, требования к участию генерирующего оборудования в ОПРЧ, к проведению общесистемных испытаний генерирующего оборудования, к прогнозированию потребления и формированию балансов, к перегрузочной способности трансформаторов, к системам возбуждения и АРВ, правила взаимодействия при настройке





*Главный диспетчерский центр Системного оператора, 2012 год*

РЗА, требования к оснащению ЛЭП и оборудования устройствами РЗА и каналам связи для РЗА, правила технического учета и анализа функционирования РЗА и другие документы. Эта работа проведена под руководством Минэнерго с непосредственным участием специалистов Системного оператора.

Второе направление – техническое регулирование. Оно основано на Федеральном законе от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», международных договорах в рамках ЕАЭС и технических регламентах. Система технического регулирования включает в себя технические регламенты, действующие в рамках Евразийского экономического союза, обеспечивающие безопасность продукции и устанавливающие требования к используемому в энергетике оборудованию как продукции. Она дополняет первое направление регулирования – нормативные требования надежности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики.

Третье направление – стандартизация. Ее базой является Федеральный закон от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а инструментами – национальные стандарты (ГОСТ Р) и стандарты субъектов электроэнергетики, дополняющие систему отраслевого нормативно-правового регулирования. Разработка национальных стандартов ведется Системным оператором в рамках деятельности возглавляемого им технического комитета по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика» Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт).

Система нормативно-технического обеспечения в российской электроэнергетике продолжает обновляться и совершенствоваться. Работа по пересмотру и дальнейшему формированию всего массива нормативно-технической документации разного уровня, необходимого для нормального функционирования и развития отрасли, – одна из наиболее актуальных задач, стоящих перед энергетикой России в третьем десятилетии XXI века.



Выдающиеся личности

## Выдающиеся личности

|                                       |     |
|---------------------------------------|-----|
| Юрий Яковлевич Аболин .....           | 365 |
| Дмитрий Михайлович Асафов.....        | 366 |
| Борис Ильич Аюев .....                | 367 |
| Александр Федорович Бондаренко .....  | 369 |
| Валентин Моисеевич Горнштейн .....    | 371 |
| Петр Григорьевич Грудинский.....      | 373 |
| Алексей Константинович Дарманчев..... | 375 |
| Владимир Васильевич Ильенко .....     | 377 |
| Василий Тихонович Калита .....        | 379 |
| Георгий Степанович Конюшков .....     | 381 |
| Сергей Алексеевич Лебедев.....        | 383 |
| Анатолий Иванович Максимов.....       | 387 |
| Федор Яковлевич Морозов.....          | 388 |
| Корюн Татевосович Нахапетян.....      | 390 |
| Анатолий Андреевич Окин .....         | 391 |
| Виктор Карлович Паули .....           | 392 |
| Евгений Иванович Петряев.....         | 394 |
| Борис Иванович Пономарев.....         | 395 |
| Виктор Иванович Решетов .....         | 397 |
| Макар Витальевич Сверчков.....        | 398 |
| Владимир Александрович Семенов .....  | 399 |
| Соломон Абрамович Совалов .....       | 400 |
| Константин Сергеевич Сторожук.....    | 402 |
| Игорь Вадимович Сченснович.....       | 403 |
| Борис Дмитриевич Сюткин.....          | 404 |
| Борис Аркадьевич Телешев.....         | 405 |
| Георгий Антонович Черня.....          | 407 |
| Михаил Андреевич Шателен .....        | 408 |
| Николай Григорьевич Шульгинов .....   | 409 |
| Владимир Николаевич Ясников.....      | 411 |

**Юрий Яковлевич Аболин  
(1916–1979)**

**Начальник ОДУ Северо-Запада в 1961–1966 годах.**

Уроженец г. Череповца.

После окончания Новочеркасского политехнического института работал дежурным инженером на электростанциях Узбекистана. Во время Великой Отечественной войны служил в рядах Красной армии. С 1946 года работал на Рижской электростанции – инженером, начальником электроцеха, а с 1952 года – директором электростанции. В 1958–1961 годах возглавлял Рижское отделение института Теплоэлектропроект.

Начальник ОДУ Северо-Запада с 1961 по 1966 год.

На руководящей работе в Министерстве энергетики и электрификации СССР с 1966 по 1979 год.



**Дмитрий Михайлович Асафов  
(1894–1962)**

**Главный диспетчер Нижегородской энергосистемы в 1934–1939 годах, главный диспетчер ОЭС Верхней Волги в 1939–1947 годах, главный диспетчер Калининградской энергосистемы в 1947–1962 годах.**

Уроженец Подмосковья, учился в Рижском мореходном училище. Вернувшись в Москву, поступил экстерном в Варшавский политехнический институт и в 1922 году получил диплом инженера-электрика.

Свой путь в энергетике начал в 1924 году с участия в строительстве Саратовской ГРЭС. После ее пуска и образования Саратовской энергосистемы в 1930 году назначается главным инженером электрических сетей и в 1933-м – главным диспетчером Саратовской энергосистемы. В 1934 году переводится в Нижний Новгород на должность главного диспетчера Нижегородской энергосистемы. Зарекомендовав себя как знающий и инициативный организатор, в 1939 году назначается на пост главного диспетчера объединения энергосистем Верхней Волги (с 1939 по 1941 год совмещал оба поста – главного диспетчера энергосистемы и главного диспетчера объединенных энергосистем). Во время Великой Отечественной войны внес большой вклад в обеспечение надежного функционирования энергосистем Верхней Волги. В 1947 году перешел на работу в «Калининградэнерго», где до конца жизни работал главным диспетчером Калининградской энергосистемы. В общей сложности Дмитрий Михайлович проработал в должности главного диспетчера энергосистем и объединенных энергосистем почти 30 лет.



**Борис Ильич Аюев**

**Председатель Правления АО «СО ЕЭС» с 2004 по 2021 год.**

Выпускник Уральского политехнического института по специальности «Электрические станции». В 1979–1980 годах работал инженером отдела АСУ Нижнетагильского предприятия электрических сетей «Свердловэнерго». С 1980 года – инженер, затем заместитель генерального директора ОДУ Урала. С 1998 года работал в проектных группах ОАО «РАО «ЕЭС России» по реформированию электроэнергетической отрасли.

В 2002 году назначен заместителем Председателя Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС», в 2004 году избран Председателем Правления компании и членом Правления ОАО «РАО «ЕЭС России». С 2004 года – председатель Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

Является членом CIGRE, с мая 2009 по сентябрь 2015 года возглавлял Российский национальный комитет СИГРЭ.

Под его непосредственным руководством Системный оператор сформировал единую трехуровневую систему оперативно-диспетчерского управления, разработал и внедрил унифицированные подходы к управлению ЕЭС России, выстроил деловые процессы и провел технологическое переоснащение.

Награжден орденом Дружбы, орденом Почета, медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. Имеет звание «Почетный энергетик». Отмечен рядом отраслевых и корпоративных наград. В 2016 году

удостоен почетного звания «Distinguished Member» («Заслуженный член») Международного Совета по большим системам высокого напряжения (Conseil International des Grands Réseaux Electriques – CIGRE, СИГРЭ).



*Б. И. Аюев выступает на ежегодном совещании руководителей ОАО «СО ЕЭС», 2008 год*

Доктор технических наук, действительный член Академии инженерных наук им. А. М. Прохорова, автор и соавтор более 70 научно-практических статей и монографий.



**Александр Федорович  
Бондаренко**

**В 1987–2002 годах – главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР, затем – ЦДУ ЕЭС России, в 2002–2010 годах – директор по управлению режимами – главный диспетчер Системного оператора.**

А. Ф. Бондаренко в 1968 году во Львове окончил ордена Ленина Политехнический институт по специальности «Электрические системы и сети». Работу в Центральном диспетчерском управлении Единой энергетической системы СССР начал в апреле 1973 года. За 14 лет прошел путь от инженера Службы релейной защиты и автоматики до заместителя главного диспетчера Единой энергосистемы СССР.

В 1987 году Александр Федорович был назначен главным диспетчером Центрального диспетчерского управления ЕЭС СССР. В 1993 году, когда Советский Союз прекратил свое существование, он стал первым главным диспетчером Единой энергосистемы России и оставался на этом посту на протяжении 17 лет.

Александр Федорович 23 года находился у руля оперативно-диспетчерского управления Единой энергосистемы, в том числе и в самые сложные моменты ее истории. Во многом благодаря его огромному профессиональному опыту, глубоким знаниям и взвешенным решениям Единая энергосистема страны сохранила целостность и высокую степень надежности в период распада СССР и экономических трудностей конца 1990-х годов, проведения реформ и реорганизации отрасли.

Много внимания он уделял выстраиванию единой трехуровневой вертикали оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России,

созданию основных принципов экономических взаимоотношений между субъектами электроэнергетики при переходе к рынку.



*Главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР А. Ф. Бондаренко проводит оперативное совещание. Слева направо: К. А. Получальников, А. К. Руднев, В. Т. Калита, А. Ф. Бондаренко, А. В. Грызлов, Н. В. Лисицын, 1980-е годы*

А. Ф. Бондаренко – обладатель более десятка авторских свидетельств на изобретения и патентов по проблемам управления режимами энергосистем, релейной защиты и противоаварийной автоматики, автор более 60 статей и монографий. Научные труды и изобретения А. Ф. Бондаренко получили широкое признание как в России, так и за рубежом. Его заслуги многократно отмечены государственными, ведомственными, отраслевыми, корпоративными наградами, а также наградами других государств. Имеет звания «Почетный энергетик», «Заслуженный работник Минтопэнерго РФ», «Заслуженный энергетик СНГ», «Заслуженный энергетик Российской Федерации».



**Валентин Моисеевич Горнштейн  
(1910–1979)**

**Доктор технических наук, крупный ученый, один из организаторов системы диспетчерского управления энергетикой в СССР, начальник – главный диспетчер ОДУ Центра в 1947–1953 годах.**

В 1932 году после окончания МЭИ В. М. Горнштейн был направлен на работу в Уралэнерго, где организовал диспетчерскую службу и был назначен ее руководителем. Одновременно работал в Уральском индустриальном институте им. С. М. Кирова. В 1937 году возглавил группу режимов электроцеха ОРГРЭС. Во время Великой Отечественной войны участвовал в обороне Орла и Курска. В 1946 году принимал участие в организации Объединенного диспетчерского управления Центра и вскоре был назначен руководителем новой структуры.

Находясь на посту начальника – главного диспетчера ОДУ Центра, Валентин Моисеевич отдает много сил и энергии разработке и совершенствованию методов диспетчерского управления работой объединенных энергосистем, обучению и воспитанию кадров. Заложенные в те годы основы иерархической структуры системы диспетчерского управления и принципы ее функционирования сохраняются в отечественной энергетике и в настоящее время.

В 1953 году В. М. Горнштейн перешел во ВНИИГ им. Б. Е. Веденева, а в 1954 году – в ЦНИЭЛ (затем ВНИИЭ), где и работал до последних дней своей жизни. Его научная деятельность всегда тесно переплеталась с производственной работой и определялась запросами практики. Основным предметом исследований становятся проблемы

надежности и экономичности работы энергосистем, в разработку которых он внес весомый вклад. В. М. Горнштейн создал новое научное направление по оптимизации режимов работы энергосистем и был признанным главой этого направления.

С появлением электронной вычислительной техники он активно включился в работу по применению ее в энергетике, стал одним из организаторов и научным руководителем Вычислительного центра Главтехуправления по эксплуатации энергосистем. Под его руководством создано математическое обеспечение по долгосрочному, краткосрочному и оперативному планированию режимов работы энергосистем, которое составило основу автоматизированной системы диспетчерского управления и применяется в настоящее время во всех крупных мировых энергосистемах.



## **Петр Григорьевич Грудинский (1894–1986)**

**Заместитель главного диспетчера Московской энергосистемы в 1926–1927 годах, главный диспетчер Мосэнерго в 1927–1931 годах.**

Петр Григорьевич Грудинский родился в 1894 году в Москве в семье земского врача. В 1912 году поступил на механическое отделение Императорского Московского технического училища (впоследствии – МВТУ). Годы учебы совмещал с работой: вначале техником, затем инженером. В тяжелое для страны время Гражданской войны Петр Григорьевич пошел добровольцем в железнодорожные войска и участвовал в восстановлении железнодорожных мостов. В 1921 году был демобилизован и вновь вернулся к инженерной работе в проектной организации – предшественнице «Теплоэлектропроекта». Принимал участие в проектировании первых очередей Каширской, Балахнинской, Штеровской, Зуевской, Кизеловской и других электростанций, строительстве первой в стране линии электропередачи 110 кВ Каширская ГРЭС – Москва.

В 1926 году участвовал в организации первой в стране диспетчерской службы Мосэнерго, став заместителем главного диспетчера Б. А. Телешева, а в 1927 году – главным диспетчером энергосистемы. В 1928 году организовал в диспетчерской службе группу релейной защиты, впоследствии ставшую первой в стране службой РЗА. В 1931 году попал в жернова репрессий: был арестован в рамках так называемого процесса «Промпартии» и находился под следствием. Очевидно, наказание не было суровым, либо он был оправдан, так как

впоследствии возглавил строительство второй очереди Каширской ГРЭС, работал заместителем начальника электроцеха ОРГРЭС и затем начальником Энергонадзора Главэнерго ВСНХ.

С 1937 года Петр Григорьевич полностью посвящает себя научно-преподавательской работе: до 1943 года заведует кафедрой «Электрические станции» Ивановского энергетического института и сотрудничает с МЭИ, а затем переходит на работу в МЭИ. Совмещать научную деятельность с преподавательской он начал еще в 1923 году на электротехническом факультете МВТУ. В 1928–1931 годах П. Г. Грудинский читает созданный им учебный курс релейной защиты электрических систем, а в 1938–1945 годах – новый курс по автоматизации электрических станций и систем.

В 1938 году П. Г. Грудинскому присвоена ученая степень кандидата технических наук, в 1939 году – ученое звание профессора. Широкою эрудицию в различных проблемах энергетики Петр Григорьевич проявлял, работая в научно-техническом совете Минэнерго СССР, членом которого был с 1943 года. Также он известен как один из инициаторов и создателей журнала «Электрические станции», в редакционной коллегии которого работал с начала основания журнала в 1930 году и до последних дней жизни.

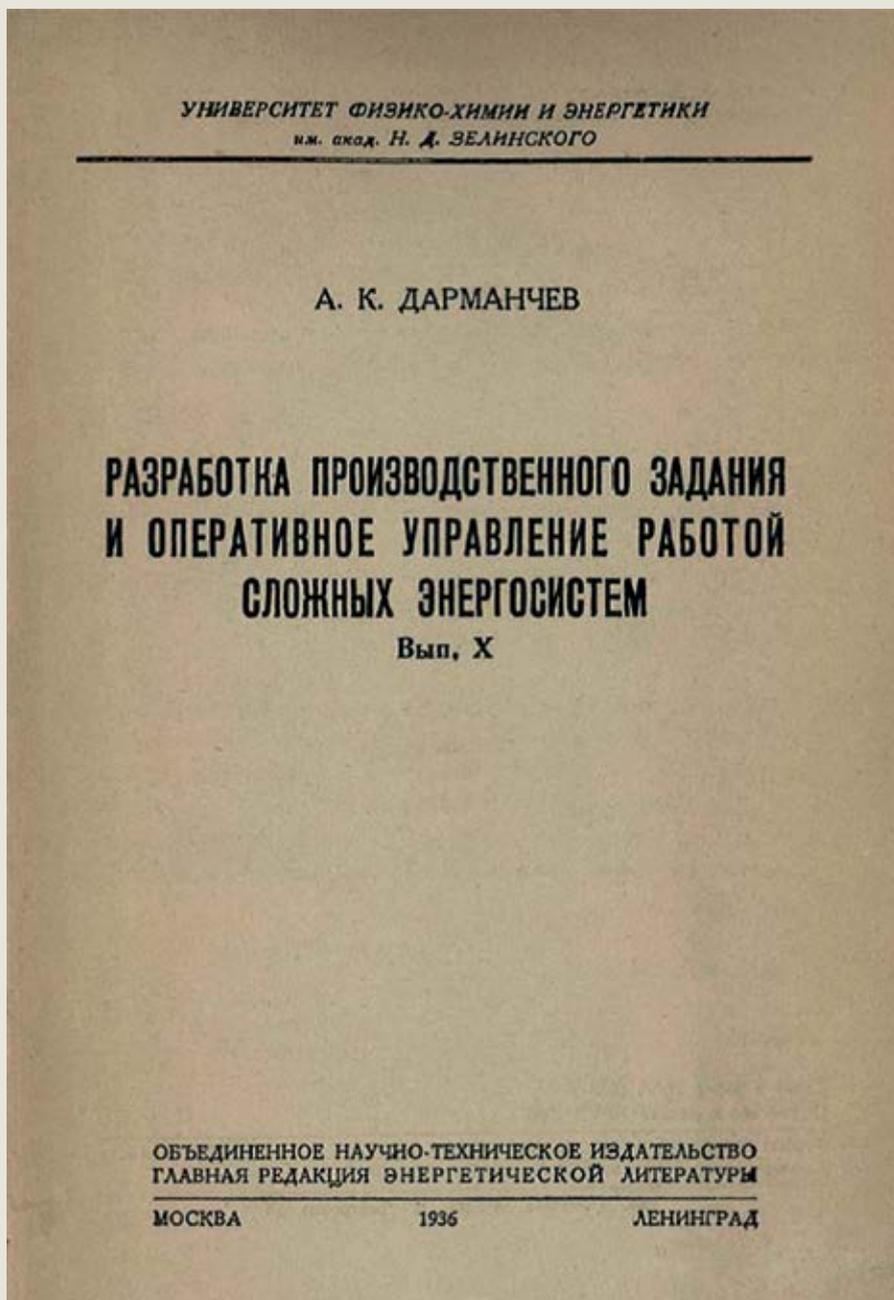


**Алексей Константинович  
Дарманчев  
(1895–1967)**

**Главный диспетчер Ленэнерго в 1935–1946 годах, начальник ОДУ Центра в 1946–1947 годах.**

В 1925 году окончил электромеханический факультет Ленинградского политехнического института им. М. И. Калинина, вел большую работу в области промышленной энергетики и электротехнического производства. Разработал исходные положения о допустимых пусковых мощностях короткозамкнутых двигателей при различных источниках питания. В 1936 году выпустил небольшую монографию по неохваченному до того времени вопросу оперативной стороны эксплуатации энергосистем «Разработка производственного задания и оперативное управление работой сложных энергосистем», в которой сделал упор на четкое научно-практическое освещение главнейших проблем оперативного управления энергосистемой и уяснение физико-технической сущности явлений.

С 1947 года перешел на научную работу – сначала в качестве научного руководителя лаборатории режимов в Научно-исследовательском институте постоянного тока, а затем был назначен заведующим кафедрой производства и распределения электрической энергии в сельском хозяйстве в Ленинградском институте механизации сельского хозяйства. В 1960 году выпустил книгу «Основы оперативного управления энергосистемами», представляющую единственный в своем роде как в отечественной, так и в зарубежной литературе капитальный труд по вопросам организации, эксплуатации и управления энергосистемами.



*Монография А. К. Дарманчева, 1936 год*



**Владимир Васильевич  
Ильенко  
(1950–2011)**

**С 1998 по 2002 год – директор Филиала РАО «ЕЭС России» ОДУ Северного Кавказа, с 2002 по 2011 год – генеральный директор Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (до 2005 года – ОДУ Северного Кавказа).**

Владимир Ильенко отдал работе в отрасли 44 года, из них 17 лет – оперативно-диспетчерскому управлению.

В 1973 году окончил Краснодарский политехнический институт. Трудовую деятельность начал в 1967 году автослесарем транспортной конторы Невинномысского треста «Кавказэнергострой». Позже работал на Невинномысской ГРЭС: сначала на рабочих должностях, впоследствии – заместителем начальника котлотурбинного цеха, начальником котлотурбинного цеха Невинномысской ГРЭС, секретарем парткома. В 1988 году вернулся в энергетику – главным инженером «Ставропольэнерго».

В 1994 году Владимир Ильенко был назначен первым заместителем генерального директора ОЭС Северного Кавказа «Южэнерго», а в 1998 году возглавил Объединенное диспетчерское управление и руководил им до последнего дня своей жизни.

Владимир Ильенко внес большой вклад в развитие оперативно-диспетчерского управления на Юге России. В 2002 году ОДУ Юга выступило пилотной площадкой по созданию филиалов Системного оператора – региональных диспетчерских управлений: Ставропольское РДУ наряду с Тульским и Свердловским стало пионером этого нового для

русской энергетики этапа. Позже под руководством Владимира Васильевича была расширена зона оперативной ответственности ОДУ с включением в состав ОЭС Юга Волгоградской и Астраханской энергосистем. За время руководства филиалом В. В. Ильенко вывел его на уровень высокотехнологичного предприятия, оснащенного самыми современными средствами диспетчерского и технологического управления – в частности, по инициативе Владимира Ильенко в ОДУ Юга первым среди диспетчерских центров внедрен диспетчерский щит на основе проекционных технологий, создан центр тренажерной подготовки персонала.

По достоинству оценен вклад Владимира Васильевича в дело развития отечественной энергетики: он удостоен целого ряда почетных званий, награжден отраслевыми Почетными грамотами, занесен на Доску почета Системного оператора в 2008 году.

Именем Владимира Васильевича Ильенко названы музей истории оперативно-диспетчерского управления ОДУ Юга и подстанция 330 кВ в Ставропольском крае.



## **Василий Тихонович Калита (1911–1994)**

**Главный диспетчер ОДУ ЕЭС европейской части СССР в 1964–1969 годах, главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР в 1970–1983 годах.**

В 1932 году окончил Ростовский энергетический техникум и после службы в Красной армии в 1935 году пришел на Сталиногорскую (ныне Новомосковскую) ГРЭС Мосэнерго, крупнейшую в то время тепловую электростанцию страны. Работал дежурным электротехником, старшим электротехником, а затем старшим инженером электроцеха по эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики. В 1941 году, после эвакуации на Урал крупнейшего в стране турбогенератора 100 МВт Сталиногорской ГРЭС, В. Т. Калите было поручено вместе с саперами взорвать оставшееся оборудование электростанции.

В 1942 году, после разгрома немецких войск под Москвой, Василий Тихонович в должности начальника электроцеха организует восстановление своей станции. К 1949 году удалось вывести выработку электроэнергии ГРЭС на довоенный уровень.

В 1953 году В. Т. Калиту назначают на должность начальника диспетчерской службы ОДУ Центра. При его активном участии осуществляется формирование Единой энергосистемы страны, объединенных энергосистем, разрабатываются новые принципы диспетчерского управления, формируется схема сетей высокого напряжения. В этот период Василий Тихонович оканчивает Всесоюзный заочный политехнический институт.

В 1957 году ОДУ Центра преобразуется в ОДУ ЕЭС европейской части СССР. В апреле 1964 года В. Т. Калита назначается главным диспетчером ОДУ ЕЭС европейской части, а после присоединения ОДУ к образованному ЦДУ ЕЭС СССР – главным диспетчером ЦДУ ЕЭС СССР. На этой должности Василий Тихонович работал почти 20 лет.



*Начальник ЦДУ ЕЭС СССР К. С. Сторожук, главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР В. Т. Калита, оператор Т. Андреева в новом диспетчерском зале ЦДУ ЕЭС СССР, 1977 год*

В 1983 году В. Т. Калита уступил место молодым коллегам, но еще долгое время трудился в диспетчерской службе ЦДУ ЕЭС, разрабатывая инструкции для диспетчерского персонала, в которых аккумулировал свой многолетний опыт и знания. Он поражал коллег удивительной памятью. В. Т. Калита знал наизусть всю схему и режимы работы каждой электростанции в СССР.

За выдающиеся заслуги в деле развития энергетики В. Т. Калита награжден орденом Трудового Красного Знамени, многочисленными медалями, ему присвоено звание «Заслуженный энергетик РСФСР».



**Георгий Степанович Конюшков  
(1912–1986)**

**Первый начальник – главный диспетчер ОДУ Северного Кавказа (с 2005 года – ОДУ Юга) в 1958–1972 годах.**

Окончил Московский энергетический институт и Энергетическую академию Министерства электростанций СССР. Трудовую деятельность начал электромонтером в электрических сетях Донбассэнерго. В 1931–1936 годах работал в Шахтинских электрических сетях Ростовэнерго. В 1941–1942 годах – начальник техотдела, начальник центральной службы релейной защиты, автоматики и измерений Баксанской ГЭС.

В 1942 году в связи с приближением немецких войск лично привел Баксанскую ГЭС в неработоспособное состояние (локальные подрывы плотины и напорных трубопроводов), после чего был откомандирован в г. Пермь, где руководил монтажом и наладкой подстанции для электрообеспечения военного завода. С 1943 по 1947 год – заместитель управляющего Баксанского Энергокомбината по восстановлению Баксанской ГЭС и Кисловодской ТЭЦ. В 1947–1949 годах – главный инженер строительства и эксплуатации Свистухинской ГЭС. В 1949–1958 годах – главный инженер электрических сетей и главный диспетчер Ярославльэнерго.

В 1958 году назначен начальником оперативно-диспетчерской службы Объединенной Северо-Кавказской энергосистемы. Под его непосредственным руководством проходили организация и становление ОЭС Северного Кавказа – включены на параллельную работу все энергосистемы объединения, организована параллельная работа ОЭС с Украиной, Центром России и республиками Закавказья, началось

оснащение ОЭС средствами связи, телемеханики и противоаварийной автоматики.

Неоценима заслуга Георгия Степановича в создании сплоченного и высокопрофессионального коллектива ОДУ. Постоянное повышение уровня профессиональной подготовки всех работников ОДУ Георгий Степанович считал одной из приоритетных задач своей деятельности в качестве руководителя. Г. С. Конюшков вырастил целую плеяду специалистов-энергетиков, которые по праву и с гордостью считали себя его воспитанниками. Практически все работники ОДУ, начинавшие свою трудовую деятельность под руководством Георгия Степановича, впоследствии выдвигались на руководящие должности в ОДУ и других организациях энергетики.



*Работники ОДС Северного Кавказа: Б. Я. Абаев, В. А. Клепнев, Е. А. Аникина, Г. С. Конюшков, Н. Н. Скоритовский, М. В. Андреев, Г. Т. Борисов, М. И. Мкртычев, 1966 год*



**Сергей Алексеевич Лебедев  
(1902–1974)**

**Академик, выдающийся ученый-электротехник, энергетик и основоположник отечественной вычислительной техники.**

Первую половину своей жизни Сергей Алексеевич посвятил проблемам электроэнергетики и автоматики, а вторую – созданию электронной цифровой вычислительной техники. И везде ему сопутствовал огромный научный успех, который повлек за собой признание его заслуг не только в нашей стране, но и за рубежом.

Годы учебы в Московском высшем техническом училище им. Н. Э. Баумана (МВТУ), тогда Механико-математический институт, были для Сергея Алексеевича временем не только интенсивных занятий, но и первых научных поисков.

После окончания Московского высшего технического училища им. Н. Э. Баумана в 1928 году С. А. Лебедев становится преподавателем МВТУ и младшим научным сотрудником Всесоюзного электротехнического института (ВЭИ), где он работал до 1946 года. В ВЭИ Сергей Алексеевич занимался проблемами устойчивости и регулировки энергосистем. В эти же годы проявились его способности руководителя и организатора науки.

В 1935 году С. А. Лебедев получил звание профессора, в 1939 году, не будучи кандидатом наук, защитил докторскую диссертацию, связанную с разработанной им теорией искусственной устойчивости энергосистем. В течение 10 лет он руководил отделом автоматики ВЭИ.

В 1933 году Лебедев в соавторстве с П. Ждановым выпустил научный труд, ставший на долгие годы настольной книгой разработчиков и строителей энергосистем – «Устойчивость параллельной работы электрических систем»

Сергею Лебедеву пришла в голову идея, что процессы, протекающие в энергосистеме можно не только изучать и физически экспериментировать на «электрических столах» (чем занимался его учитель, один из создателей плана электрификации России (ГОЭЛРО), видный российский и советский ученый Карл Адольфович Круг – Лебедев был его студентом-дипломником), но и моделировать математически. Первым шагом на этом пути стал придуманный Лебедевым аналоговый вычислитель для решения дифференциальных уравнений в процессе расчета электрических режимов.

Дальнейшие планы нарушила война. Осенью 1941 года Лебедев записался в ополчение, но его не отпустили на фронт: ученый разрабатывал боевые средства. Среди его изобретений – система стабилизации танкового орудия при прицеливании, позволявшая метко стрелять из движущегося танка, и самонаводящиеся торпеды.

Одновременно с этим в годы войны он начал разработку вычислительной машины, работающей на двоичном коде. В 1949 году Лебедев начал первые работы по созданию Малой электронной счетной машины – МЭСМ. Уже через несколько лет полученный опыт в создании ЭВМ был использован для создания Большой/Быстродействующей электронной счетной машины – БЭСМ. Она была самой производительной ЭВМ в Европе и второй по производительности в мире. Благодаря таким вычислительным возможностям комплексы БЭСМ активно использовались в исследовательских и военных институтах для сложных расчетов, требующих высокой точности. Запуск первого искусственного спутника, а после и человека в космос были бы невозможны без созданных Лебедевым вычислительных машин.



Позднее Лебедевым были разработаны следующие поколения БЭСМ – от БЭСМ-2 до БЭСМ-6, а также отдельная линейка суперкомпьютеров М-20 (цифра в названии указывала на ожидаемое быстродействие – 20 тыс. оп./с. Позже на этой же архитектуре, но на полупроводниковой элементной базе были разработаны М-220 и М-222), М-40, М-50.

БЭСМ-6 стала основой для вычислительных центров коллективного пользования для научных организаций, систем автоматизации научных исследований в ядерной физике и других областях науки, информационно-вычислительных систем обработки информации в реальном времени. Она использовалась для моделирования физических процессов и процессов управления. При советско-американском космическом полете «Союз – Аполлон» управление осуществлялось новым вычислительным комплексом, в состав которого входили БЭСМ-6. То есть, к середине 60-х годов XX века практически все серьезные вычислительные работы в Советском Союзе выполнялись на машинах, придуманных Сергеем Лебедевым.

В историю всемирно известный ученый, академик Сергей Лебедев вошел как создатель того, что сегодня называется информационными технологиями, отцом-основателем всей отечественной компьютерной индустрии. Имя С. А. Лебедева теперь носит ИТМиВТ, в котором есть небольшой музей. Ученики Сергея Алексеевича Лебедева создали свои научные школы и коллективы. Мировая научная общественность признала заслуги С. А. Лебедева в 1996 году, присвоив ему звание «Пионер компьютеростроения».

Можно сказать, что современная цифровая эпоха начиналась с труда талантливого студента-электроэнергетика, работавшего над проблемой устойчивой параллельной работы энергосистем.



**Анатолий Иванович Максимов  
(1921–1995)**

**Начальник ЦДУ ЕЭС СССР в 1979–1982 годах.**

В 1944 году окончил Московский энергетический институт по специальности инженер-теплотехник. Участник Великой Отечественной войны.

Начал производственную деятельность в 1944 году на Зуевской ГРЭС, затем с 1951 года работал главным инженером Штеровской, Славянской ГРЭС и заместителем управляющего Донбассэнерго Минэнерго Украинской ССР. С 1965 года работал в аппарате Минэнерго СССР главным инженером – заместителем начальника Главтехстройпроекта, затем с 1966 года – заместителем министра энергетики и электрификации СССР и членом коллегии министерства (1966–1978). В период работы начальником ЦДУ ЕЭС СССР в 1979–1982 годах являлся представителем СССР в межгосударственной организации – Совете ЦДУ ОЭС стран – членов СЭВ. Избирался депутатом Горловского городского Совета депутатов трудящихся, с 1967 года работал заместителем председателя Центрального правления советско-корейской дружбы.

Почетный энергетик СССР. Ветеран энергетики. Награжден орденами Октябрьской Революции, дважды – Трудового Красного Знамени, «Знак Почета», Отечественной войны 2-й степени и девятью медалями СССР.



**Федор Яковлевич Морозов**  
**(1935–2005)**

**Главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР в 1983–1985 годах, главный инженер ЦДУ ЕЭС СССР в 1985–1986 годах, начальник ЦДУ ЕЭС СССР (с 1992 года – ЦДУ ЕЭС России) в 1986–1999 годах.**

Родился в с. Богородское Духовницкого р-на Саратовской обл. После окончания в 1954 году Гидромелиоративного техникума г. Пугачева Саратовской обл. начал трудовую деятельность десятником строительного-монтажной конторы «Главсельэлектро» Минэнерго СССР в Нальчике. Затем, отслужив в армии, поступил в Уральский политехнический институт, который окончил в 1962 году.

В 1973 году назначен главным диспетчером Объединенного диспетчерского управления энергосистемами Урала Центрального диспетчерского управления ЕЭС СССР. В 1986 году назначен начальником ЦДУ ЕЭС СССР и занимал эту должность на протяжении 13 лет. Во время его работы на посту руководителя ЦДУ завершилось образование Единой энергосистемы СССР – произошло присоединение ОЭС Сибири, южной части Казахстана и Средней Азии, Урала, Средней Волги. На период руководства Федора Яковлевича пришлось и годы потрясений, сопровождавшиеся постоянными реформами как в отрасли, так и в целом по стране. Большая заслуга Федора Яковлевича в том, что бурные 1990-е годы, когда от ЕЭС то отделялись, то вновь присоединялись отдельные энергосистемы и энергообъединения, ни на мгновение не было потеряно диспетчерское управление одним из крупнейших энергетических комплексов мира.

Значительную роль Федор Яковлевич Морозов сыграл в деятельности Совета ЦДУ стран Восточной Европы, обеспечивавшего работу энергосистемы «Мир». В Совете он был представителем от СССР, а затем Российской Федерации и проводил большую работу по обеспечению экспортных поставок электроэнергии, созданию и развитию мощных электропередач, необходимых для формирования крупнейшего в мире евразийского энергообъединения.



*Ф. Я. Морозов, А. А. Окин, 1990-е годы*

Коллеги по Системному оператору отдали должное заслугам Федора Яковлевича Морозова, назвав в его честь «Морозовской энергосистемой» тренировочную математическую модель – виртуальную энергосистему, на базе которой до сих пор проходят соревнования профессионального мастерства диспетчеров филиалов региональных диспетчерских управлений АО «СО ЕЭС».



**Корюн Татевосович Нахапетян  
(1907–1969)**

**Главный диспетчер Мосэнерго в 1936–1953 годах, начальник ОДУ ЕЭС европейской части СССР в 1957–1959 годах, 1960–1969 годах, главный диспетчер ОДУ ЕЭС СССР в 1959–1960 годах.**

Работая главным диспетчером Мосэнерго с 1939 по 1953 год, К. Т. Нахапетян внес большой вклад в организацию системы диспетчерского управления Мосэнерго, ставшей образцом для других энергосистем страны.

В 1957 году К. Т. Нахапетян возглавил ОДУ ЕЭС европейской части СССР и занимал эту должность с 1957 по 1959 год и в 1960–1969 годах. С 1959 по 1960 год – главный диспетчер ОДУ ЕЭС СССР. В это время под руководством К. Т. Нахапетяна была проведена большая работа по объединению энергосистем страны в Единую энергетическую систему и организации многоуровневой системы диспетчерского управления ЕЭС.



**Анатолий Андреевич Окин  
(1940–2001)**

**Главный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР в 1985–1986 годах, главный инженер ЦДУ ЕЭС СССР в 1986–2002 годах.**

В 1960 году поступил во Всесоюзный заочный политехнический институт, параллельно работая на предприятии Минобороны. В 1966 году пришел в энергетику. Четыре года выполнял обязанности старшего инженера ВНИИЭ, затем работал в ЦДУ ОЭС стран – членов СЭВ в Праге. В 1974 году пришел на работу в ЦДУ ЕЭС СССР, где занимал должности начальника сектора и заместителя начальника службы оптимизации электрических режимов. В 1986 году стал заместителем главного диспетчера ЦДУ ЕЭС СССР, а затем и главным диспетчером ЦДУ ЕЭС СССР. В 1987 году Анатолий Андреевич работал в должности главного инженера Центрального диспетчерского управления ЕЭС России. Как главный инженер он отвечал за надежную параллельную работу энергосистем и объединений Единой энергетической системы России.

А. А. Окин – кандидат технических наук, профессор, автор более 70 книг, статей, докладов и изобретений, в первую очередь касающихся вопросов режимов работы, устойчивости и противоаварийной автоматики энергосистем. Помимо этого, он заведовал кафедрой «Диспетчерское и технологическое управление энергосистемами» ВИПКэнерго при ЦДУ ЕЭС. Награжден отраслевыми наградами: «Почетный энергетик», «Почетный работник топливно-энергетического комплекса», присвоено почетное звание «Ветеран энергетики». В 1991 году А. А. Окин стал лауреатом Государственной премии.



**Виктор Карлович Паули  
(1951–2016)**

**Председатель Правления Системного оператора с 2002 по 2004 год.**

Профессиональный путь в энергетике начал после службы на флоте в 1973 году старшим дежурным электрослесарем цеха тепловой автоматики и измерений Кармановской ГРЭС (Башкирия). С 1974 по 1994 год работал на Ставропольской ГРЭС. В 1994 году приглашен на должность заместителя начальника Департамента эксплуатации энергосистем и электростанций – начальника Управления эксплуатации энергосистем ОАО РАО «ЕЭС России». Вскоре после этого назначен первым заместителем генерального директора – главным инженером ОЭС Центра «Центрэнерго» – генеральным директором ОДУ Центра. В 1996 году переведен на должность начальника Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей ОАО РАО «ЕЭС России».

В 2002 году назначен на должность Председателя Правления создаваемого ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС».

В 2004 году работал заместителем руководителя Ростехнадзора. С 2005 по 2008 год – заместителем руководителя Корпоративного центра по контроллингу ОАО «РАО «ЕЭС России», заместителем технического директора – главным техническим инспектором ОАО «РАО «ЕЭС России», членом Правления ОАО «РАО «ЕЭС России», в 2008–2009 годах – директором Фирмы ОРГРЭС – филиала ОАО «Инженерный центр ЕЭС».

С 2007 года – председатель комитета по качеству в электроэнергетике Всероссийской организации качества.



*В. К. Паули в Главном диспетчерском центре Системного оператора, 2002 год*

Доктор технических наук, кандидат экономических наук. Автор более 120 опубликованных научных трудов. Лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники.



**Евгений Иванович Петряев  
(1932–2005)**

**Начальник ЦДУ ЕЭС СССР в 1982–1986 годах.**

Начал свою трудовую деятельность в 1956 году на Куйбышевской (ныне Жигулевской) ГЭС. В 1964 году переведен в Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Северо-Запада на должность руководителя группы релейной защиты и автоматики, затем – заместителя главного диспетчера. С 1970 года – начальник ОДУ Северо-Запада.

В 1982 году Евгений Иванович назначен на должность начальника ЦДУ ЕЭС. Здесь он произвел ряд перестановок в руководстве ЦДУ, сумел переломить складывавшееся у руководства Минэнерго негативное отношение к деятельности руководства ЦДУ ЕЭС.

В 1986 году Евгений Иванович был выдвинут на пост заместителя министра по эксплуатации электрических станций и сетей. В 1992 году вернулся в ЦДУ ЕЭС на должность заместителя начальника, затем принял предложение поработать в международном диспетчерском центре ЦДУ ОЭС в Праге. Вернувшись в 2000 году на родину, принял активное участие в реформировании РАО «ЕЭС России», используя при подготовке необходимой нормативно-технической документации все свои знания и опыт, приобретенные при руководстве ОДУ Северо-Запада, ЦДУ ЕЭС и ЦДУ г. Праги.

Заслуги Евгения Ивановича отмечены орденами Трудового Красного Знамени, Дружбы народов, Почетной грамотой Президиума Верховного Совета СССР. Он также являлся лауреатом премии Совета министров СССР.



**Борис Иванович Пономарев  
(1911–1989)**

**Первый начальник – главный диспетчер ОДУ Средней Волги в 1960–1965 годах, начальник ОДУ в 1966–1973 годах.**

В 1930 году окончил Самарскую профтехшколу с дипломом техника электромеханика 2-го разряда. Трудовую деятельность начал на заводе им. Масленникова, затем работал на монтаже сельских электростанций и сетей Куйбышевской обл. в качестве помощника бригадира Союзсельэлектро. С 1931 года работал на Куйбышевской ГРЭС дежурным электромонтером главного щита управления станций, дежурным электротехником, а после окончания Куйбышевского индустриального института им. В. В. Куйбышева – дежурным инженером, старшим дежурным инженером, а затем начальником оперативной службы.

С начала создания в 1941 году Районного энергоуправления Куйбышевэнерго Б. И. Пономарев работает над организацией оперативно-диспетчерского управления энергетикой Куйбышевской обл. В 1944 году назначен главным диспетчером Куйбышевской энергосистемы, где под его непосредственным руководством построен диспетчерский пункт, созданы районные диспетчерские пункты в Жигулевских и Куйбышевских электросетях. В течение многих лет, проводя большую работу по совершенствованию эксплуатации энергетической системы, Б. И. Пономарев всегда оказывал необходимую помощь энергетикам промышленных предприятий истроек Куйбышевской области по бесперебойному энергоснабжению. В 1960 году он назначен начальником ОДУ Средней Волги. Б. И. Пономарев провел большую

работу по созданию ОДУ и организации оперативно-диспетчерского управления Объединенной энергосистемой, охватывающей энергетику Куйбышевской, Саратовской, Пензенской, Ульяновской областей, Чувашской, Мордовской, Татарской, Марийской АССР и Уральского района Западно-Казахстанской области Казахской ССР.



*Приемка здания ЗУВЦ ОДУ Средней Волги.*

*Б. И. Пономарев, Е. И. Ульянов, Е. В. Осечкин, Э. Р. Биргель,  
Б. М. Ерополов, Р. Ф. Анисицова, В. И. Бердников, В. К. Жемчужников,  
А. И. Кочетков, В. Д. Лякишев, Б. В. Константинов, 1981 год*

Имя Б. И. Пономарева занесено в книгу «Советские энергетики» – как организатора, внесшего своим трудом творческий вклад в развитие энергетики Советского Союза. В книге министра энергетики и электрификации СССР П. С. Непорожного «Электрификация СССР 1917–1967 гг.» (М.: Энергия, 1967) он назван в числе руководителей, внесших большой вклад в развитие оперативно-диспетчерского управления энергетикой СССР.



**Виктор Иванович Решетов  
(1938–2020)**

**Начальник нового ОДУ Северо-Запада в 1992–1999 годах, генеральный директор ЦДУ ЕЭС России в 1999–2002 годах.**

После окончания Хабаровского института инженеров железнодорожного транспорта работал в области электрификации железных дорог СССР. С 1967 года вся профессиональная деятельность связана с оперативно-диспетчерским управлением. В 1967–1971 годах работал в Казахстане диспетчером, затем – заместителем начальника Центральной диспетчерской службы управления «Целинэнерго», занимался электрификацией Целинного региона, созданием Целинной энергосистемы. В 1971 году перешел на работу в Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Казахстана, где до 1989 года прошел путь до должности начальника ОДУ Казахстана. Участвовал в работах по присоединению к ЕЭС СССР Объединенной энергосистемы Сибири, включением ВЛ 1150 кВ Экибастуз – Кокчетав – Кустанай, обеспечением энергоснабжения космодрома «Байконур» при испытаниях системы «Энергия – Буран».

В 1989–1992 годах трудился в Тверьэнерго. В 1992 году стал начальником вновь созданного ОДУ Северо-Запада в Ленинграде. В 1999 году назначен генеральным директором ЦДУ ЕЭС России и руководил им вплоть до передачи функций по управлению Единой энергосистемой Системному оператору в 2002 году.

Кандидат технических наук, удостоен ряда государственных, правительственных и отраслевых наград.



**Макар Витальевич Сверчков  
(1933–2014)**

**Заместитель начальника (впоследствии генерального директора) по общим вопросам и капитальному строительству ЦДУ ЕЭС СССР в 1973–1993 годах.**

Окончил факультет «Промышленное и гражданское строительство» Института инженеров железнодорожного транспорта в 1958 году. С 1953 года работал на ГЭС № 1 – Московской государственной электрической станции. Начав работу кочегаром котельного цеха, он через четыре года стал бригадиром ремонтно-строительного цеха. В 1958 году работал в отделе капитального строительства ТЭЦ-12. В 1966 году перешел на работу в Минэнерго СССР, где в 1967 году возглавил отдел капитального строительства. В 1971 году поступил на работу в ЦДУ ЕЭС СССР на должность начальника отдела капитального строительства, с 1973 по 1993 год занимал должность заместителя начальника (впоследствии генерального директора) по общим вопросам и капитальному строительству ЦДУ ЕЭС СССР. С 1993 по 2004 год работал заместителем генерального директора ЦДУ ЕЭС России, а с 2004 года исполнял обязанности генерального директора ЦДУ ЕЭС России. Вышел на пенсию в 2005 году, но продолжал возглавлять Совет ветеранов ЦДУ и ОАО «СО ЕЭС» вплоть до кончины в декабре 2014 года. Награжден орденом «Знак Почета» и отмечен рядом отраслевых наград, имеет звания «Почетный энергетик», «Заслуженный энергетик РСФСР», Заслуженный работник ЕЭС России», «Заслуженный работник Минтопэнерго РФ» и др.



**Владимир Александрович  
Семенов  
(1927–2010)**

**Начальник службы АСДУ ЦДУ ЕЭС СССР в 1969–1972 годах, с 1972 года – заместитель главного инженера ЦДУ ЕЭС СССР.**

После окончания Московского энергетического института в 1950 году был направлен на работу в Мосэнерго. В начале 1960-х годов перешел на работу в службу релейной защиты Объединенного диспетчерского управления европейской части страны. После создания ЦДУ ЕЭС СССР возглавил первую в электроэнергетике страны службу автоматизированных систем диспетчерского управления – АСДУ, а впоследствии, в 1972 году, в должности заместителя главного инженера ЦДУ возглавил все работы по созданию АСДУ. С участием В. А. Семенова в систему диспетчерского управления были внедрены последовательно все поколения вычислительных машин.

Много времени и внимания доктор технических наук, профессор В. А. Семенов уделял преподавательской работе в МЭИ, ВЗПИ, на факультетах усовершенствования инженеров, являлся одним из наиболее активных членов Российского национального комитета СИГРЭ. Он удостоен почетного титула Distinguished Member (выдающийся член) СИГРЭ. Автор и соавтор более 500 печатных научно-практических работ. В 1986 году за участие в разработке теории и методов управления режимами электроэнергетических систем и их реализации в АСДУ ему присуждена Государственная премия СССР, а в 1996 году за работы в области повышения надежности и живучести ЕЭС – Государственная премия России.



**Соломон Абрамович Совалов  
(1907–1995)**

**Заместитель главного диспетчера – начальник службы режимов Объединенного диспетчерского управления Центра в 1953–1971 годах, заместитель главного инженера Центрального диспетчерского управления ЕЭС СССР в 1971–1985 годах.**

Соломон Совалов родился в 1907 году в Смоленске.

В 1929 году окончил электромонтажный факультет Государственного электромашиностроительного института в Москве. В 1929–1953 годах работал в Мосэнерго – сначала в отделе постройки линий, затем в проектно-конструкторском отделе электросети.

С 1934 года – руководитель группы электрических расчетов Проектно-конструкторского бюро, затем руководитель отдела перспективного развития управления Мосэнерго. С 1942 года – руководитель группы электрических режимов диспетчерской службы Мосэнерго.

В 1953–1971 годах – заместитель главного диспетчера – начальник службы режимов Объединенного диспетчерского управления Центра.

С 1962 года параллельно проводил научную работу в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского АН СССР по проблемам управления электрообъединениями и режимами дальних электропередач.

В 1971–1985 годах – заместитель главного инженера Центрального диспетчерского управления ЕЭС СССР по системам управления.

С. А. Совалов – один из наиболее крупных советских специалистов в области режимов работы мощных энергообъединений. Автор

более 300 печатных трудов, сыгравших важную роль в создании теории управления нормальными и аварийными режимами Единой энергосистемы, в том числе монографий «Режимы электропередач 400–500 кВ ЕЭС» (1967 год), «Автоматизация управления энергообъединениями» (1979 год), «Режимы Единой энергосистемы» (1983 год), «Управление мощными энергообъединениями» (1984 год), «Экспериментальные исследования режимов энергосистем» (1985 год), «Противоаварийное управление энергосистемами» (1988 год), «Режимы энергосистем: методы анализа и управления» (1990 год). Его труды сыграли важную роль в создании и развитии Единой энергосистемы. С. А. Совалов является основателем новой области науки и техники – противоаварийной автоматики мощных энергообъединений, пионером использования вычислительной техники в энергосистемах.

Под руководством С. А. Совалова проведен ряд уникальных экспериментов: опытная работа полуволновой электропередачи 500 кВ, во время которой впервые в истории была устойчиво передана мощность 1000 МВт на расстояние 3000 км; испытание параллельной работы ЕЭС СССР с объединением энергосистем «Мир»; исследование устойчивости параллельной работы дальних электропередач 500 кВ и др. В течение многих лет С. А. Совалов был членом научно-технических советов Минэнерго СССР, ЭНИН им. Г. М. Кржижановского, национального комитета СИГРЭ и др.

Доктор технических наук, заслуженный деятель науки и техники РСФСР, лауреат Государственной премии СССР, Почетный энергетик СССР. Награжден орденами Трудового Красного Знамени, «Знак Почета» и медалями СССР, двумя золотыми и тремя серебряными медалями ВДНХ.



**Константин Сергеевич Сторожук  
(1921–1993)**

**Начальник ЦДУ ЕЭС СССР в 1970–1977 годах.**

В 1943 году окончил с отличием Московский энергетический институт. В течение 23 лет непрерывно работал в Кузбасской энергосистеме, начав с должности дежурного диспетчера. С 1952 года возглавляет новую Южно-Кузбасскую ГРЭС. В 1955 году назначен главным инженером – заместителем управляющего Кузбассэнерго; с 1966 года – начальник Главвостокэнерго – крупнейшего энергообъединения страны. При его непосредственном участии создается Объединенная энергосистема Сибири. После снятия с должности начальника ЦДУ ЕЭС СССР в 1977 году в течение десяти лет возглавлял Государственную инспекцию по эксплуатации электростанций и сетей. Награжден орденами Ленина, Трудового Красного Знамени, Дружбы народов и медалями.

К. С. Сторожук был не только опытным специалистом, но и талантливым администратором. Он лично отбирал всех принимаемых на работу в ЦДУ ЕЭС, знал в лицо и по имени-отчеству всех своих подчиненных. Не боялся отстаивать свое мнение перед руководством отрасли. Не раз случалось, что из споров с министром энергетики СССР именно Константин Сергеевич выходил победителем. Вновь организованному управлению тогда требовалось многое, и К. С. Сторожук умел «выбивать» это «наверху». Именно в период его руководства Центральное диспетчерское управление превратилось в мощнейшую четко отлаженную и отлично работающую систему.



## **Игорь Вадимович Сченснович (1911–1986)**

### **Начальник ОДУ Урала в 1943–1957 годах.**

Свою трудовую деятельность в энергетике начал в 1931 году дежурным электротехником на только что построенной Сталинградской ГРЭС, где быстро вырос до начальника электроцеха. После службы в армии приехал на Урал, где работал диспетчером Центрального диспетчерского пункта Уральской энергосистемы, а в 1938 году стал заместителем главного диспетчера. В июле 1942 года, с организацией ОДУ Урала, назначен на должность заместителя главного диспетчера ОДУ Урала, а с октября 1943 года Игорь Вадимович – главный диспетчер и фактический руководитель ОДУ. В тяжелейших условиях военного времени коллектив ОДУ обеспечивал энергоснабжение промышленных предприятий, составлявших основной арсенал вооружения страны, а в послевоенное время продолжал оставаться одним из самых передовых диспетчерских центров. С появлением в 1957 году отдельной должности начальника ОДУ Игорь Вадимович вплоть до выхода на пенсию в 1972 году работал главным диспетчером ОДУ Урала.

Награжден орденом «Знак Почета» и медалью «За доблестный труд в Великой Отечественной войне».



**Борис Дмитриевич Сюткин  
(1928–2021)**

**Заместитель начальника ЦДУ ЕЭС СССР, затем – генерального директора ЦДУ ЕЭС России (1989–1996 годах). Генеральный директор РДЦ ФОРЭМ.**

По образованию инженер-теплоэнергетик, в 1951 году окончил энергетический факультет Ташкентского политехнического института. Кандидат технических наук, доктор экономических наук.

В середине 1980-х был одним из основных разработчиков хозяйственного механизма в электроэнергетике, стимулирующего производителей электроэнергии к более эффективному использованию установленной мощности станций.

Один из основных разработчиков основ формирования и функционирования федерального оптового рынка электроэнергии и мощности на основе модели «Единый покупатель», запущенного в 1990-х годах.



**Борис Аркадьевич Телешев  
(1894–1967)**

**Первый главный диспетчер МОГЭС с 1926 года.**

В 1917 году окончил электромеханическое отделение Петроградского политехнического института, а в 1920 году, защитив дипломный проект при электротехническом факультете МВТУ, получил звание инженера-электрика.

В 1919-м, еще будучи студентом, принимал участие в работах по реконструкции Павлово-Посадской фабричной электростанции, выполнявшихся для «кустования» (объединения на параллельную работу) электростанций Богородского района. С 1922 года он работает в техническом отделе Управления МОГЭС, в 1923–1926 годах – дежурным инженером, начальником цеха, директором электростанции «Электропередача». Б. А. Телешев был одним из организаторов диспетчерской службы Московской энергосистемы – первой в Советском Союзе – и первым главным диспетчером энергосистемы, заведующим высоковольтными сетями Московского объединения, главным инженером по строительству Московского высоковольтного кольца и высоковольтных сетей Московского района, главным инженером строительства Бобриковской (ныне Новомосковской) ГРЭС. В 1931 году Б. А. Телешев переводится в Энергострой – сначала главным инженером Московского отделения, а затем заместителем начальника проектного управления Энергостроя.

Еще в 1923 году Б. А. Телешев начал педагогическую работу в Механико-электротехническом институте им. М. В. Ломоносова,

где вел курсы «Распределительные устройства высокого напряжения» и «Эксплуатация электрических станций» и одновременно руководил дипломным проектированием по электрической и тепловой части электрических станций. В 1927 году был приглашен доцентом в Институт народного хозяйства им. Г. В. Плеханова. С 1930 года работал в Московском энергетическом институте (МЭИ) в должности доцента. В марте 1932 года был избран заведующим новой кафедры «Центральные электрические станции» (в настоящее время кафедра «Электрические станции»), а с июня 1932 года назначен деканом Электроэнергетического факультета (ЭЭФ) МЭИ и занимал эту должность до 1934 года.

В декабре 1934 года Борис Аркадьевич был приглашен академиком Г. М. Кржижановским на должность заместителя директора Энергетического института Академии наук СССР, в связи с чем был освобожден от должности декана ЭЭФ МЭИ, но остался заведующим кафедрой «Электрические станции». В 1933 году Б. А. Телешеву присвоено звание профессор.

С 1946 года и до конца жизни Б. А. Телешев работал заведующим кафедрой «Электрические станции и системы» Московского инженерно-экономического института им. С. Орджоникидзе.

Борис Аркадьевич Телешев – автор свыше 40 опубликованных научных работ, учебных пособий по курсу «Электрические станции и подстанции» и «Общая электротехника» (два издания). Им проведено большое число экспертиз проектов электрических станций и сетей, в том числе Днепровской ГЭС им. В. И. Ленина.

За свою плодотворную производственную, научную и педагогическую деятельность Б. А. Телешев награжден орденами Ленина и Трудового Красного Знамени, медалями.



**Георгий Антонович Черня  
(1922–1997)**

**Главный инженер ЦДУ ЕЭС СССР в 1969–1985 годах.**

Начал трудовой путь на судоремонтном заводе в Новочеркасске в 1941 году. В 1949 году окончил Киевский политехнический институт. После окончания института и до 1960 года работал на ТЭЦ Кохтла-Ярве в Эстонии дежурным инженером, начальником ПТО, главным инженером. В 1960-х годах, до назначения в ЦДУ, работал главным инженером сначала Молдглавэнерго, потом Главтехстройпроекта.



*Первый заместитель министра энергетики Е. И. Борисов, министр энергетики П. С. Непорожний, главный инженер ЦДУ ЕЭС СССР Г. А. Черня, начальник САСДУ В. А. Семенов в ЦДУ ЕЭС СССР, 1970 год*



**Михаил Андреевич Шателен  
(1866–1957)**

**Известный русский ученый, активный участник разработки плана ГОЭЛРО, электротехник, член-корреспондент АН СССР, заслуженный деятель науки и техники, первый в России профессор электротехники.**

26 марта 1913 года произвел первый в России опыт синхронизации и параллельной работы тепловой и гидравлической электростанции – Центральной Пятигорской гидроэлектростанции («Белый уголь») и Пятигорской тепловой электростанции.

М. А. Шателен – один из организаторов Политехнического института (с 1901 года), с которым была связана вся его последующая жизнь. В 1920 году Михаил Андреевич вошел в состав Государственной комиссии по электрификации России (ГОЭЛРО). Его основные труды – по общим вопросам электротехники, светотехники, метрологии и истории техники.

Награжден четырьмя орденами Ленина, орденом Трудового Красного Знамени, Государственной премией СССР.



## **Николай Григорьевич Шульгинов**

**Первый заместитель Председателя Правления Системного оператора с 2004 по 2015 год. С 2015 по 2020 год – Председатель Правления – генеральный директор ПАО «РусГидро». 10 ноября 2020 года назначен министром энергетики Российской Федерации.**

Трудовой путь начал после службы в армии в Пятигорском отделении Всесоюзного государственного проектно-изыскательского и научно-исследовательского института «Сельэнергопроект», где с 1975 по 1976 год работал инженером и старшим инженером. С 1976 по 1998 год трудился в «Ставропольэнерго» (г. Пятигорск): начал работу инженером, мастером, впоследствии стал диспетчером, заместителем начальника, а затем начальником Центральной диспетчерской службы (ЦДС).

С 1998 по 2002 год работал в Филиале РАО «ЕЭС России» – Объединенном диспетчерском управлении Северного Кавказа (г. Пятигорск) заместителем директора – директором территориального расчетно-договорного центра федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) (ТРДЦ ФОРЭМ).

В 2002 году приглашен в Москву, где в это время создавался Системный оператор ЕЭС. С 2002 по 2004 год занимал должность члена Правления, директора по техническому аудиту ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС». В 2004 году назначен заместителем Председателя Правления, а впоследствии первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС». На этой должности работал до 14 сентября 2015 года.

С 2015 по 2020 год – Председатель Правления – генеральный директор ПАО «РусГидро».

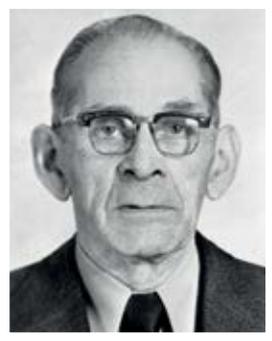
10 ноября 2020 года назначен министром энергетики Российской Федерации.

Под руководством Н. Г. Шульгинова были сформированы и внедрены на практике основные технологические аспекты современной системы планирования и управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.



*Н. Г. Шульгинов (в центре), В. П. Будовский (слева) и А. Ф. Бондаренко (справа) на торжественном открытии Центра тренажерной подготовки персонала Системного оператора, 2007 год*

Кандидат технических наук. Имеет звания «Заслуженный энергетик СНГ», «Почетный работник топливно-энергетического комплекса», «Ветеран энергетики» и «Почетный энергетик», знак «Заслуженный работник ЕЭС России». Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени, орденом Почета.



**Владимир Николаевич Ясников  
(1909–1984)**

**Первый руководитель ОДУ Западной Сибири (ОДУ Сибири), возглавлял объединение с 1959 по 1983 год.**

Именно под его непосредственным руководством создавалась и развивалась Объединенная энергосистема Сибири с уникальными гидроэлектростанциями, мощными тепловыми электростанциями и протяженными линиями электропередачи высокого напряжения. Владимир Николаевич Ясников родился в г. Минусинске Красноярского края, в семье офицера Русской императорской армии. В 1934 году окончил Киевский энергетический институт по специальности «инженер-электрик» и был направлен в г. Кемерово инженером предприятия Кузбассэлектросеть Кемеровокомбинатстроя. С этого времени вся последующая работа Владимира Николаевича была связана с энергетикой Кузбасса и Сибири.

В 1936 году В. Н. Ясников организовал диспетчерскую службу Кемеровоэнерго. С 1939 по 1943 год работал главным инженером, а затем начальником Кузбассэлектросети. В 1943 году Кемеровская область была выделена из состава Новосибирской области в самостоятельную территориально-административную единицу, и В. Н. Ясников назначен главным инженером Северных электрических сетей, затем начальником производственно-технического отдела и заместителем главного инженера Кемеровоэнерго.

В годы Великой Отечественной войны Владимир Николаевич активно участвовал в работе по обеспечению надежного энергоснабжения

эвакуированных в Кузбасс промышленных предприятий. В этот период под руководством Владимира Николаевича были разработаны основы новой сложной технологии пофазного ремонта линий высокого напряжения без перерыва энергоснабжения. В годы войны бесперебойное энергоснабжение оборонных предприятий было одной из главных задач энергетиков. За эту разработку в 1948 году Владимир Николаевич был удостоен звания лауреата Государственной премии СССР 2-й степени.

В 1947 году он был назначен на должность директора основной электростанции Кузбасса – Кемеровской ГРЭС. В 1959 году В. Н. Ясников организовал создание и возглавил ОДУ Западной Сибири. Этот грандиозный проект, потребовавший решения многих новых организационных и технических задач, был выполнен: включены для совместной работы все электростанции Омской, Новосибирской, Томской, Кемеровской, Иркутской, Читинской областей, Алтайского и Красноярского краев, Бурятской АССР. Решены научно-технические проблемы по устойчивости, обеспечению надежности и экономичности работы ОЭС Сибири. Созданная ОЭС Сибири впоследствии была присоединена к Единой энергосистеме СССР.

## Внешние источники иллюстраций

- Стр. 11 Сайт «Исторические материалы» ([istmat.info](http://istmat.info))
- Стр. 25 Музей истории Мосэнерго ([mosenergo-museum.ru](http://mosenergo-museum.ru))
- Стр. 27 Виртуальный музей ПАО «МОЭСК» ([museum.moesk.ru](http://museum.moesk.ru))
- Стр. 33 Музей истории Мосэнерго ([mosenergo-museum.ru](http://mosenergo-museum.ru))
- Стр. 36 Музей истории Мосэнерго ([mosenergo-museum.ru](http://mosenergo-museum.ru))
- Стр. 38 Сайт «Клуб фото». Фото: Аркадий Шайхет ([club.foto.ru](http://club.foto.ru))
- Стр. 39 Музей истории Мосэнерго ([mosenergo-museum.ru](http://mosenergo-museum.ru))
- Стр. 40 Музей истории Мосэнерго ([mosenergo-museum.ru](http://mosenergo-museum.ru))
- Стр. 42 Музей истории Мосэнерго ([mosenergo-museum.ru](http://mosenergo-museum.ru))
- Стр. 43 Информационное агентство «REGNUM» ([regnum.ru](http://regnum.ru))
- Стр. 44 Музей истории энергетики Северо-Запада ([energomuseum.ru](http://energomuseum.ru))
- Стр. 46 Музей истории Мосэнерго ([mosenergo-museum.ru](http://mosenergo-museum.ru))
- Стр. 49 Музей истории Мосэнерго ([mosenergo-museum.ru](http://mosenergo-museum.ru))
- Стр. 53 Музей истории Мосэнерго ([mosenergo-museum.ru](http://mosenergo-museum.ru))
- Стр. 55 Электронная библиотека Государственной публичной исторической библиотеки (ГПИБ) России. «9 Всероссийский съезд Советов: стенографический отчет» РСФСР. – М., 1921. ([elib.shpl.ru](http://elib.shpl.ru))
- Стр. 56 Журнал «Вопросы электрификации», № 1–2, май 1922 г. Издание Главэлектр ВСНХ. Москва, 1922 г.
- Стр. 58 Публичное акционерное общество «Ленэнерго» (ПАО «Ленэнерго»)
- Стр. 59 Сайт «ZAVODFOTO.RU» ([zavodfoto.livejournal.com](http://zavodfoto.livejournal.com))
- Стр. 63 Информационное агентство «REGNUM» ([regnum.ru](http://regnum.ru))
- Стр. 64 Журнал «Электрические станции», № 1, 1930 г.
- Стр. 67 Музей истории энергетики Северо-Запада ([energomuseum.ru](http://energomuseum.ru))
- Стр. 71 Сайт «74.ru Челябинск онлайн» ([74.ru](http://74.ru))
- Стр. 71 Сайт «Ураловед». Фото из фондов музея Егоршинской ГРЭС ([uraloved.ru](http://uraloved.ru))
- Стр. 77 Музей истории энергетики Северо-Запада ([energomuseum.ru](http://energomuseum.ru))
- Стр. 80 С. А. Лебедев, П. А. Жданов «Устойчивость параллельной работы электрических систем»
- Стр. 82 Музей истории Мосэнерго ([mosenergo-museum.ru](http://mosenergo-museum.ru))
- Стр. 83 Ф. Л. Вейтков, В. К. Мешков «Диспетчерское управление энергосистемами» (Москва, Ленинград, «СТАНДАРТПГИЗ», 1936)

- Стр. 85 Ф. Л. Вейтков, В. К. Мешков «Диспетчерское управление энергосистемами» (Москва, Ленинград, «СТАНДАРТПГИЗ», 1936)
- Стр. 87 Акционерное общество «Волга» (volga-paper.ru)
- Стр. 88 Сайт «Pastvu.com». Данилов А. Ю., Александрова М. В. «Библиотека ярославской семьи. Том 21. Города Ярославской области: Романово-Борисоглебск, Рыбинск, Пошехонье» («Медиарост», 2015)
- Стр. 90 Сайт «ScaleTrainsClub» (scaletrainsclub.com)
- Стр. 92 Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 2» (ПАО «ТГК-2»)
- Стр. 96 МИА «Россия сегодня»
- Стр. 99 Портал «The Constructivist Project» / «Конструктивистский проект» (theconstructivistproject.com)
- Стр. 99 Шахтинская ГРЭС – ГКУ РО «Центр хранения архивных документов в городе Шахты Ростовской области» (<http://archiv-shakhty.ru/>)
- Стр. 104 Музей истории Мосэнерго (mosenergo-museum.ru)
- Стр. 106 Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 1» (ПАО «ТГК-1»)
- Стр. 108 Сайт «Музей энергетики Урала» (musen.ru)
- Стр. 110 Сайт «Музей энергетики Урала» (musen.ru)
- Стр. 111 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей», Москва – Ленинград, 1940 г.
- Стр. 112 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей», Москва – Ленинград, 1940 г.
- Стр. 115 Российский государственный архив социально-политической истории (РГАСПИ). Документ 2436с «О восстановлении нормальной частоты в энергосистеме Урала»  
Архивный шифр РГАСПИ: Ф. 644. Оп. 1. Д. 65. Л. 30–34
- Стр. 116 Российский государственный архив социально-политической истории (РГАСПИ). Документ 2436с «О восстановлении нормальной частоты в энергосистеме Урала»  
Архивный шифр РГАСПИ: Ф. 644. Оп. 1. Д. 65. Л. 30–34
- Стр. 121 ПАО «РусГидро», сайт «Как воевали плотины». Фото из книги «По ленинскому плану. К 50-летию Нижне-Свирской ГЭС» (hydro1945.ru)
- Стр. 121 ООО «Дубровская ТЭЦ» (dubrovtec.ru)
- Стр. 122 Сайт «ZAVODFOTO.RU» (zavodfoto.livejournal.com)

- Стр. 122 АО «Силовые машины», сайт «История машиностроения» ([museum.power-m.ru](http://museum.power-m.ru))
- Стр. 125 Российский государственный архив социально-политической истории (РГАСПИ). Документ 9795с «О плане выработки электроэнергии, производства промышленной продукции, ввода в действие новых энергетических мощностей и обеспечения бесперебойной работы электростанций Наркомата электростанций в 3 квартале 1945 г.» Архивный шифр РГАСПИ: Ф. 644. Оп. 1. Д. 453. Л. 1–81
- Стр. 126 Российский государственный архив социально-политической истории (РГАСПИ). Документ 9795с «О плане выработки электроэнергии, производства промышленной продукции, ввода в действие новых энергетических мощностей и обеспечения бесперебойной работы электростанций Наркомата электростанций в 3 квартале 1945 г.» Архивный шифр РГАСПИ: Ф. 644. Оп. 1. Д. 453. Л. 1–81
- Стр. 131 Сайт «Музей истории профсоюзного движения Свердловской области» ([museum-fpso.ru](http://museum-fpso.ru))
- Стр. 131 Государственный исторический музей Южного Урала.  
Фото: Владимир Георгиев
- Стр. 134 Живой журнал «Записки скучного человека» ([humus.livejournal.com](http://humus.livejournal.com))
- Стр. 136 Фотоблог Вадима Кондратьева ([chronograph.livejournal.com](http://chronograph.livejournal.com))
- Стр. 137 Акционерное общество «Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический институт имени А. И. Лейпунского» (АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»)
- Стр. 138 Журнал «Советский Союз», № 7, 1953 г.
- Стр. 140 Книга «История Москвы глазами русских и зарубежных фотографов», 1997 г. Фото: В. С. Тарасевич, 1964 г.
- Стр. 147 Альбом строительства линии передачи постоянного тока Волгоградская ГЭС – Донбасс, ГЛАВЦЕНТРЭЛЕКТРОСЕТЬСТРОЙ, трест ВОЛГОГРАДЭЛЕКТРОСЕТЬСТРОЙ ([pastvu.com](http://pastvu.com))
- Стр. 148 Фотоблог Вадима Кондратьева ([chronograph.livejournal.com](http://chronograph.livejournal.com))
- Стр. 155 Музей истории Мосэнерго ([mosenergo-museum.ru](http://mosenergo-museum.ru))
- Стр. 157 ООО «Рамблер Групп». Сайт [ferra.ru](http://ferra.ru) ([ferra.ru](http://ferra.ru))
- Стр. 163 Государственное казенное учреждение Тверской области «Тверской центр документации новейшей истории» (ТЦДНИ)
- Стр. 176 «Электрификация СССР. Под редакцией П. С. Непорожного». Издательство «Энергия», Москва, 1967 г.
- Стр. 180 «Электрификация СССР. Под редакцией П. С. Непорожного». Издательство «Энергия», Москва, 1967 г.

- Стр. 197 «Электрификация СССР. Под редакцией П. С. Непорожного». Издательство «Энергия», Москва, 1967 г.
- Стр. 198 Публичное акционерное общество «РусГидро» (ПАО «РусГидро»)
- Стр. 199 Виртуальный музей ПАО «МОЭСК» ([museum.moesk.ru](http://museum.moesk.ru))
- Стр. 217 Виртуальный музей ПАО «МОЭСК» ([museum.moesk.ru](http://museum.moesk.ru))
- Стр. 248 Сайт «PastVu» ([pastvu.com](http://pastvu.com))
- Стр. 273 ЯНДЕКС ([yandex.ru](http://yandex.ru))
- Стр. 308 Акционерное общество «Мобильные ГТЭС» (АО «Мобильные ГТЭС»)
- Стр. 312 МИА «Россия сегодня»
- Стр. 313 МИА «Россия сегодня»
- Стр. 315 Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
- Стр. 321 ООО «Интер РАО – Инжиниринг»
- Стр. 321 ООО «Интер РАО – Инжиниринг»
- Стр. 329 Публичное акционерное общество «Юнипро» (ПАО «Юнипро»)
- Стр. 329 Публичное акционерное общество «Мосэнерго» (ПАО «Мосэнерго»)
- Стр. 330 Публичное акционерное общество «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» (ПАО «ОГК-2»)
- Стр. 330 Публичное акционерное общество «Фортум» (ПАО «Фортум»)
- Стр. 336 Группа компаний «Хевел»
- Стр. 338 Группа компаний «Хевел»
- Стр. 344 Великолукский завод электротехнического оборудования (ЗАО «ЗЭТО») ([zeto.ru/projects/ps-500-kv-elabuga](http://zeto.ru/projects/ps-500-kv-elabuga))
- Стр. 346 Публичное акционерное общество «РусГидро» (ПАО «РусГидро»)
- Стр. 348 Публичное акционерное общество «РусГидро» (ПАО «РусГидро»)
- Стр. 348 Электротехнический интернет-портал ([elec.ru](http://elec.ru))
- Стр. 350 ОАО «Сетевая компания»
- Стр. 351 ООО «ГК ЭФ» ([gkefesk.ru](http://gkefesk.ru))
- Стр. 376 Книга А. К. Дарманчев «Разработка производственного задания и оперативное управление работой сложных энергосистем» (Москва, Ленинград, 1936)
- Стр. 383 Сайт «История информационных технологий в СССР и России». Фото для публикации на сайте предоставлено Е. С. Осечинской (Лебедевой), В. Б. Бигдан, Б. Н. Малиновским ([it-history.ru](http://it-history.ru))
- Стр. 385 Журнал «Наука и жизнь», № 5, 1953 г.





Москва  
г. 2021

ISBN 978-5-9904681-4-6



9 785990 468146