**Лекция № 1**

**РЕАЛИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ**

**ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ. ЗАДАЧИ ДИСПЕТЧЕРСКОЙ СЛУЖБЫ**

Ранее было показано, что имеются математи­ческие модели для различных модификаций задачи наивыгод­нейшего распределения нагрузки. По ним разработаны алгорит­мы и программы расчетов на ЭВМ, однако остается актуальным вопрос реализации. Можно точно с использованием ЭВМ рас­считать оптимальный режим, но чтобы получить эффект, необходимо быстро и точно реализовать полученное решение.

*Наивыгоднейшее распределение нагрузки - одна из главных задач оперативного управления. Она решается по этапам: опе­ративное планирование, текущая корректировка плановых ре­жимов, автоматическое управление.* В настоящее время еже­дневные расчеты выполняются для оптимизации распределе­ния активных нагрузок. Режим по реактивной мощности и на­пряжению рассчитывается чаще всего только для характерных условий (месяц, квартал). Полученные рекомендации исполь­зуются диспетчерским персоналом для ведения режима элект­рической сети, регулирования напряжения, регулирования ко­эффициентов трансформации трансформаторов и др. Расчеты для энергосистем и объединений выполняются повсеместно на ЭВМ. На станции применяются и ручные расчеты.

Все уровни управления режимами взаимосвязаны, и для рас­пределения нагрузки требуется обширная информация от ниж­них уровней до самых верхних. Жесткие требования предъяв­ляются ко времени расчетов. Только на базе АСДУ можно соб­рать и обработать требуемую информацию, решить комплекс ре­жимных задач и при этом выполнить требования по времени расчетов.

Ежедневно в ЦДУ РАО ЕС и всех ОДУ ОЭС планируется распределение нагрузки. В этих расчетах система представляет­ся эквивалентной схемой. Энергообъектами схемы могут быть группа электростанций, эквивалентная энергосистема, отдель­ные ТЭС и ГЭС. Для более правильного учета ограничений по водно-энергетическим параметрам и водным ресурсам ГЭС еже­недельно ведутся расчеты использования водных ресурсов на гидростанциях. Оперативные планы внутри суток корректиру­ются при "дооптимизации" режимов. К алгоритмам корректи­ровки предъявляются очень жесткие требования по быстродей­ствию - иначе исходная информация устареет. Часто они построены так: осуществляется быстрый ввод в допустимую об­ласть, а затем ведется оптимизация. Коррекция планов выпол­няется по специальным программам, в которых используются упрощенные алгоритмы.

Наивыгоднейшее распределение нагрузки между электро­станциями осуществляется и контролируется районными сис­темами, за исключением тех станций, которые находятся в оперативном ведении верхних уровней управления. Контроли­руя режим и параметры систем, диспетчер делает вывод о совпадении прогнозных (плановых) и фактических условий работы системы. Если они не совпадают, то вносятся корректи­вы в плановые задания станциям. В условиях АСДУ коррекция осуществляется с использованием расчетов на ЭВМ.

Этот принцип "план - коррекция" наиболее качественно реа­лизуется в АСУ энергосистем. Автоматизированный сбор ин­формации о состоянии системы и ее быстрая и качественная пе­реработка возможны только в условиях АСУ. Если АСУ отсут­ствует, то диспетчер осуществляет коррекцию режима, поль­зуясь только приборами, своими знаниями и интуицией, и, ко­нечно, эффективность управления системой снижается.

Основная задача диспетчерской службы (диспетчерского управления) заключается в уп­равлении системой, так как и исходное состояние системы, и ее плановые режимы определяются органами диспетчерского уп­равления. Если эти расчеты выполнены неверно, то могут быть понижены надежность или показатели экономичности системы.

Следовательно, *оперативно-диспетчерский персонал осу­ществляет плановое регулирование активной и реактивной мощностей* на основе расчетов наивыгоднейшего распределе­ния нагрузки. При этом обеспечивается работа единой, объеди­ненных и районных энергосистем и электростанций по заданно­му графику активных нагрузок, а также обеспечиваются графи­ки межсистемных перетоков мощности. Контролируется и обес­печивается выполнение ограничений по напряжению, реактив­ной мощности и др.

Кроме плановых изменений имеются и неплановые, случай­ные изменения. Случайно меняются нагрузки, состояние сис­темы, ее параметры. Они вызывают нарушение баланса мощнос­ти, которое вызывает изменение частоты. *Неплановые измене­ния мощности регулируются в основном автоматикой.*

Известно, что регулирование частоты связано с регулировани­ем активной мощности (рис. 1). Поддержание нормируемой частоты осуществляется изменением мощностей агрегатов и электростанций и, следовательно, связано с распределением на­грузки в системе. Изменение нагрузок потребителей не подда­ется точному определению даже на коротких периодах, поэтому наблюдаются постоянные колебания частоты. *Первичное регу­лирование частоты* осуществляется регуляторами скорости тур­бин, и в зависимости от статизма их характеристик может ме­няться распределение нагрузки между агрегатами. Системати­чески регулировать статизм в нужном направлении можно толь­ко в условиях АСУ ТП. Поскольку первичное регулирование частоты обычно не обеспечивает поддержания частоты в систе­ме, то применяется вторичное регулирование. Оно осуществля­ется либо автоматически, либо вручную. Вторичное регулиро­вание позволяет смещать характеристики регуляторов турбин до тех пор, пока частота не станет равной номинальной. *Вторич­ное регулирование* осуществляет только часть станций системы.



Рис 1. Характеристики регуляторов оборотов РО

Следовательно, при вторичном регулировании меняется распре­деление нагрузки между определенными станциями. Они при­нимают случайные отклонения нагрузки, меняют свою мощ­ность и восстанавливают баланс мощностей и частоту системы.

При регулировании частоты в объединенных энергосистемах большое значение имеет пропускная способность межсистем­ных линий электропередачи. В процессе регулирования частоты меняется загрузка линий электропередачи и она может достиг­нуть предельно допустимого значения. Чтобы не допускать пе­регрузки межсистемных электропередач, задаются графики пе­ретоков. Выделяется одна из энергосистем объединения, регулирующая частоту, а все другие энергосистемы выдержива­ют заданные перетоки мощности. Это все отражается на распре­делении нагрузки в объединении.

В управлении режимами широко применяется автоматика.

**Автоматическое регулирование частоты и активной мощности**

Основной ав­томатикой регулирования частоты и активной мощности являются *системы АРЧМ,* В ЕЭС СССР создается комплексная иерархическая система АРЧМ, име­ющая самостоятельные звенья для различных уровней управления. Низшим звеном являются АРЧМ станций. Они обеспечивают работу станций по заданно­му графику плановых мощностей и их неплановых изменений, распределяют на­грузку между агрегатами, контролируют перетоки по отдельным линиям, отхо­дящим от станции. Задания по мощности передаются с верхних уровней.

*Групповое управление агрегатами ГЭС.* На гидроэлектростанциях применя­ются автоматические устройства группового регулирования активной (ГРАМ) и реактивной (ГРРМ) мощностями. Все агрегаты, находящиеся в групповом управлении, связываются в единое электрическое целое. При этом обеспечива­ются одновременное электрическое воздействие на агрегаты и поддержание определенного параметра станции на заданном уровне.

В системе ГРАМ (рис. 2) автоматически распределяется активная нагрузка станции между агрегатами. Закон распределения жесткий: либо это равномер­ное распределение, либо распределение с постоянными коэффициентами. Авто­матическая система ГРАМ регулирует и нагрузку станций. Чаще всего регулиро­вание нагрузки станции производится по частоте системы. На ГЭС может приме­няться регулирование по водотоку и по уровням.

Регулирование мощности на агрегатах осуществляется автоматически регуля­торами оборотов *РО* (они являются, по существу, регуляторами мощности). *РО* обеспечивает саморегулирование мощности в зависимости от частоты систе­мы (см. рис. 1). Если частота системы снижается по отношению к номинальной *f*НОМ (или нормируемой), например при *f*1 < *f*НОМ мощности агрегатов растут до *P*1, при увеличении частоты — наоборот. Саморегулирование обеспечивает ба­ланс мощности, но частота системы после ее регулирования может отклоняться от номинальной,например при мощности *P*1 она будет равна *f*1. Такое регулиро­вание называется первичным. ГРАМ и АРЧМ обеспечивают и баланс мощности, и поддержание частоты на заданном уровне. Это вторичное регулирование.

ГРАМ имеет задатчик плановой *ЗМС* и неплановой мощностей ±Δ*P*ВН (рис. 2). Неплановые мощности могут поступать от АРЧМ энергосистемы. Имеется блок контроля частоты *БКЧ,* который дает отклонение фактической час­тоты от уставки *БКЧ.* На агрегаты поступают сигналы, которые обеспечивают работу станции с заданными мощностью и частотой. Еще большие возможности появляются при сочетании ГРАМ с ЭВМ в системе АСУ ТП, что, например, предусматривается в АСУ ТП ГЭС. Программным путем рассчитываются опти­мальные нагрузки агрегатов с учетом всевозможных ограничений по режимам, техническим условиям работы оборудования и т. п. Через регулятор оборотов турбин ГРАМ воздействует на открытие направляющего аппарата и мощность турбины.



Рис. 2. Схема группового регулирования активной мощности ГР AM ГЭС:

*С* — суммарная мощность агрегатов; *УД—* уст­ройство деления суммарной мощности между агрегатами, подключенными к ГРАМ; *ЦР—* цент­ральный регулятор мощностей агрегатов; *ДМ* — делитель мощности агрегатов

ЭВМ решает и множество других задач, например распределение реактивных мощностей между агрегатами. В системе ГРРМ реализуется распределение на­грузки, которое получено при расчетах на ЭВМ. Через регуляторы возбуждения генераторов устанавливаются требуемые реактивные мощности агрегатов. Распределение реактивных нагрузок может быть и неравномерным.

*Имеются АРЧМ и на блочных тепловых станциях.* АРЧМ имеет две части -станционную (АРЧМС) и блочную (АРЧМБ). Плановое задание по мощности пер­воначально задается для станции и для каждого блока. Неплановые мощности распределяются системой АРЧМС между блоками, а системы АРЧМБ обеспечи­вают их выполнение и также регулируют частоту. При регулировании мощности и частоты учитываются все технические ограничения. На блоках множество ог­раничений накладывается на тепловые процессы котла и турбины, чем и выз­вана необходимость индивидуального регулирования мощности каждого блока системой АРЧМБ.

*Централизованная система ЦС АРЧМ в энергосистеме* обеспечивает выполне­ниезаданий ОЭС по активной мощности (плановой и неплановой), регулирова­ние обменных мощностей между энергосистемами, ограничение перетоков по внешним и внутренним связям системы и др.

*Централизованные системы ЦС АРЧМ объединенных энергосистем* могут ра­ботатьизолированно или под управлением центральной координирующей сис­темы (ЦКС) АРЧМ ЕЭС СССР. Если централизованная система находится под управлением ЦКС, то она обеспечивает выполнение плановых и неплановых заданий по активной мощности, регулирует неплановое распределение нагруз­ки, контролирует и регулирует загрузку внутренних связей ОЭС. Если ЦС сущест­вует независимо от ЦКС, то она контролирует и регулирует обменные мощности по своим внешним связям.

В ЦС АРЧМ ОЭС задания для электрических станций могут определяться на уровне ЕЭС или на своем уровне. Они передаются на регулирующие станции и суммируются с заданиями, поступающими от ЦС АРЧМ районных энергосис­тем. Затем образуются управляющие воздействия для электростанций.

*На уровне ЕЭС существует центральная координирующая система ЦКС АРЧМ,* которая решает задачи регулирования частоты и обменной мощности по внешним связям ЕЭС, ограничивает перетоки активных мощностей по внешним связям за счет регулирования частоты межгосударственного объедине­ния, ограничивает перетоки между ОЭС или по ответственным ВЛ.

Вся совокупность АРЧМ позволяет автоматически корректировать режим рас­пределения неплановых нагрузок с учетом требований по частоте и обменным мощностям. На рис. 3 показана система АРЧМ в ЕЭС СССР. Расчет управляю­щих воздействий осуществляется на ЭВМ, причем сразу для всех разновидностей АРЧМ. Время расчета примерно 2 с. АРЧМ воздействует на объекты через определенную автоматику. По командам АРЧМ автоматические регуляторы перетоков мощности и частоты (АРПЧ) воздействуют на автоматику объектов (САРЧМ). Могут быть индивидуальные регуляторы перетоков мощности (АРП) и частоты (АРЧ). Имеется автоматика ограничения перетоков мощности (АОП), ав­томатика частотной разгрузки (АЧР), защиты и блокировки, что повышает надежность АРЧМ.



Рис 3. Схема системы регулирования частоты и активной мощности в ЕЭС

Все расчеты распределения неплановых мощностей рассчитываются на ЭВМ по данным телеизмерений (ТИ). Корректирующие воздействия передаются по ка­налам телеуправления (ТУ) и телерегулирования (ТР) на объекты. Имеется телесигнализация (ТС) о работе АРЧМ. Предусмотрена возможность воздействия на систему АРЧМ и от диспетчерского персонала через дисплей. На экран дисплея выдается вся информация о работе АРЧМ, и диспетчер может изменить управляющие воздействия.

В полной мере учесть особенности регулирования частоты в алгоритмах наи­выгоднейшего распределения нагрузки невозможно. Например, в АРЧМ можно периодически задавать мощности, найденные при оптимизации, и тогда мощ­ность агрегата при регулировании частоты меняется вблизи оптимальной. Зна­чения новых мощностей должны вводиться в АРЧМ примерно через 15—20 мин, причем это время определяется либо отклонением частоты от нормируемой, либо ошибкой электрического времени.

В системе автоматического управления режимом объединения по частоте и активной мощности еще в большей степени учитываются рекомендации об опти­мальном распределении нагрузки. Распределение нагрузки между агрегатами производится по их характеристикам относительных приростов (ХОП). Преду­смотрена ручная коррекция ХОП, если характеристики меняются. Характерис­тики относительных приростов электростанций получаются суммированием ха­рактеристик агрегатов. Распределение нагрузки между станциями производит­ся с учетом потерь мощности в сетях.

Имеется также *автоматика противоаварийного управления энергосистемой* (ПАА). Она осуществляет "балансирующее" воздействие для предотвращения или снижения тяжести аварии. Для восстановления баланса мощности в аварий­ных режимах ПАА может менять мощность, отключать агрегаты, отключать на­грузку, делить систему на части, разгружать межсистемные связи и др. (рис. 4). Эти задачи решаются всегда упрощенно и только с позиции аварийных режимов. Мощность должна меняться очень быстро, в том числе и импульсно, и требова­ния экономичности отступают на второй план.



Рис 4. Схема противоаварийной автоматики межсистемных связей ОЭС Северо-Запада и Центра:

*ВЧТО~*аппаратура высокочастотного телеотключения;

*АРС* -автоматикаразгрузки станций;

*КПР* — устройства контроля предшествующего режима по мощности;

*АЗГ* —автоматика загрузки станции;

*СОАН* — автоматика отключе­ния нагрузки;

*АПАХ—* автоматика прекращения асинхронного режима;

*ПУ* — приемное устройство

Дальнейшее развитие АСДУ будет сопровождаться еще большей автоматизацией распределения нагрузки на всех уров­нях. В цепочке "оперативный план-корректировка плана и дооптимизация режима - автоматическое регулирование неплановых изменений баланса мощности и частоты" участие человека будет уменьшаться. За человеком в полной мере сохранятся только контрольные функции. Будет усиливаться взаимосвязь всех задач оптимизации режима по активным и ре­активным мощностям и напряжениям в нормальных и аварий­ных режимах.

Вопрос для самостоятельного изучения: Системные аварии в электроэнергетических системах зарубежных стран.