

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С УСТРОЙСТВОМ ГРАМ

Присекин А.И.

Научный руководитель: Глазырин В.Е., к.т.н., доцент
Новосибирский государственный технический университет,
630073, Россия, г. Новосибирск, Карла Маркса, 20; E-mail: prisekinai@gmail.com

Тепловые электрические станции (ТЭС) составляют 68,1 % в структуре установленных мощностей единой энергосистемы России. Их привлечение к участию в первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты имеет большое экономическое значение. На сегодняшний день основную задачу регулирования частоты выполняют гидроэлектростанции (ГЭС), имеющие регулировочный диапазон, равный установленной мощности и малое время мобилизации резервной мощности.

На ТЭС реализация функций первичного и автоматического вторичного регулирования частоты возможна в том случае, если системы регулирования турбин удовлетворяют требованиям по регулированию частоты в соответствии с [1] и [2]. Это становится возможным при использовании электрогидравлических регуляторов турбин. Поэтому на действующих станциях необходима замена старых гидромеханических систем регулирования на новые электрогидравлические. Однако реализация такой замены возможна только при реконструкции основного оборудования с целью продления срока его эксплуатации на 15 – 20 лет [3].

Примером привлечения ТЭС к активному регулированию частоты и перетоков активной мощности является опыт Восточно-Германской энергетической компании. При рассмотрении вопроса о привлечении ТЭС к регулированию на первом этапе определяется, какие электростанции и какими энергоблоками должны участвовать в первичном и вторичном регулировании. Решения согласуются с центральной диспетчерской системой (ЦДС), исходя из задачи достижения максимального КПД по энергосистеме в целом.

На основании принятого решения при наличии в энергосистеме достаточного резерва мощностей, целесообразно установить базовый режим работы без непрерывного участия в регулировании для наиболее экономичных современных энергоблоков, даже если они готовы к участию в первичном и вторичном регулировании частоты. Для этого на этих энергоблоках вводится достаточно большая зона нечувствительности системы регулирования по частоте.

Менее экономичные ТЭС и их энергоблоки привлекаются к активному участию в системном регулировании. Для них это является одним из условий активного участия в рынке продажи электроэнергии.

При решении задачи распределения первичных и вторичных резервов, а также при регулировании должны учитываться ограничения по перетокам

активной мощности в системообразующих связях, это влияет как на выбор ТЭС для их участия в первичном и вторичном регулировании частоты, так и на технические решения по осуществлению вторичного регулирования.

В условиях развивающегося рынка возрастает роль стабильности частоты, так как её значение является показателем эффективности первичного регулирования во всех частях объединения и способности единой энергосистемы противостоять распространению небалансов из одних частей объединения в другие. Возрастание стабильности частоты повышает надёжность работы ЕЭС, и позволяет уменьшить суммарную мощность вращающегося резерва в энергосистеме. При этом существенно возрастает роль первичного регулирования.

Жёсткие требования по поддержанию частоты ужесточают требования к системам автоматического регулирования. Они должны обеспечивать выполнение сложных алгоритмов управления, рассчитанных на работу энергоблоков в различных эксплуатационных режимах с учётом возможных ограничений и различных комбинаций использования вспомогательного оборудования.

Для обеспечения необходимой эффективности система автоматического регулирования мощности энергоблока должна выполняться как координированная: системы регулирования и турбины и котла в соответствии с выбранными параметрами настройки должны совместно участвовать в отработке возмущений по мощности. В том случае, если в состав блока входит прямоточный котёл, обладающий малой аккумулирующей способностью, выполнение отдельного регулирования затруднительно. Это подтверждают расчеты, результаты которых приведены на рис. 1.

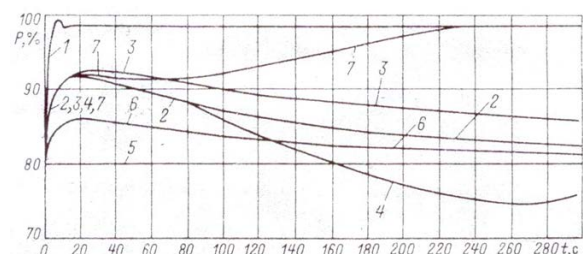


Рисунок 1 – Зависимости изменения мощности энергоблока во времени в случае снижения частоты (расчет на ЭВМ).

Исходными данными являются нагрузка блока 80 % и резерв мощности 20 %. Идеальной является зависимость 1, при построении которой полага-

лось, что давление пара перед турбиной постоянно и регулирование происходит только под действием системы автоматического регулирования частоты вращения (АРЧВ). В случае использования прямоточного котла и поддержании постоянного расхода топлива зависимость приобретает вид 2. Зависимость мощности от времени при аналогичных условиях для барабанного котла изображена кривой 3. При использовании регулятора давления в режиме «до себя» для прямоточного котла (зависимость 4) наблюдается наибольшее снижение вырабатываемой мощности энергоблока в процессе регулирования. При работе энергоблока на скользящих параметрах пара, то есть при полностью открытых регулирующих клапанах турбины, вырабатываемая мощность энергоблока не изменяется (зависимость 5). В случае полного открытия 60 % регулирующих клапанов зависимость имеет вид 6. Режим координированного регулирования мощности котлом и турбиной (зависимость 7). Последний случай является наиболее близким к оптимальному (зависимость 1), и является наиболее перспективным, но и наиболее сложным для реализации в системах автоматического регулирования.

Первичное регулирование требует наиболее быстрой мобилизации резервной мощности [1]. Для вторичного регулирования эти требования мягче. Эффективное участие ТЭС в автоматическом вторичном регулировании требует обеспечения достаточной плавности и точности регулирования. На ТЭС такие требования достигаются использованием групповых регуляторов частоты и активной мощности (ГРАМ). Представляется целесообразной разработка и внедрение подобной системы для ТЭС.

Система ГРАМ должна являться составной частью системы регулирования активной мощности станции. При этом структурная схема принимает следующий вид [4, 5] (рис. 2).

На структурной схеме изображены следующие элементы. $N_{зд.пл.}$, $N_{ручн.}$, $N_{зд.непл.}$ – плановое, ручное и неплановое задание мощности соответственно, f – частота сети. ГРАМ – групповой регулятор активной мощности, ДМ – датчик мощности, РНТ – регулятор нагрузки турбины. РНК – регулятор нагрузки котла, Г – генератор, Т – турбина, К – котёл.

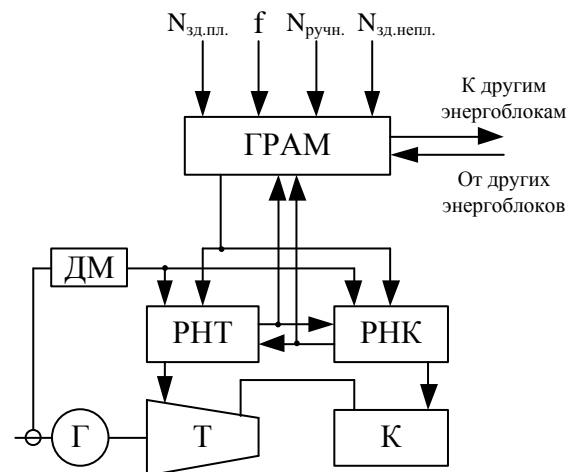


Рисунок 2 – Структурная схема регулирования мощности ТЭС, включающая в себя ГРАМ

Список использованных источников

1. СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования».
2. СТО 59012820.27.100.002-2013 «Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности».
3. Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка / Коган Ф.Л. – Электрические станции, 2002, № 4.
4. Беркович М.А. и др. Автоматика энергосистем: Учеб. Для техникумов/ М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 240 с.: ил.
5. Проблема регулирования частоты сети и мощности энергоблоков и её решение на средствах АСУ ТП / Лыско В.В., Биленко В.А., Сви-дерский А.Г., Меламед А.Д. – Электрические станции, 2004, № 1.