

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРВИЧНОГО ДВИГАТЕЛЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Шарифов Х.М.

Научный руководитель ассистент В.Е. Рудник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Математическое моделирование первичного двигателя турбогенератора электростанции является важным аспектом разработки и оптимизации энергетических систем. Первичный двигатель турбогенератора осуществляет преобразование энергии топлива в механическую энергию вращения, которая затем передается на генератор для производства электричества [1,2].

Математическое моделирование представляет собой процесс создания компьютерной модели системы, основанной на математических уравнениях, которые описывают физические, химические или биологические процессы, происходящие в системе. При моделировании первичного двигателя турбогенератора, мы учитываем множество факторов, таких как механика, термодинамика, электромагнетизм, топливная система и динамика вращения ротора [3].

Основной целью математического моделирования является оптимизация работы первичного двигателя турбогенератора. Путем изменения параметров модели, таких как топливная смесь, давление, температура и скорость вращения, мы можем анализировать и прогнозировать работу двигателя в различных сценариях. Такой подход позволяет оптимизировать использование ресурсов, увеличивать эффективность работы и снижать отрицательное влияние на состояние окружающей среды. Преимущества математического моделирования включают возможность точного контроля над всеми процессами, происходящими в системе, а также экономическую эффективность и возможность проведения экспериментов без физического вмешательства. Например, мы можем анализировать работу двигателя при различных условиях внешней среды или оптимизировать его работу в условиях с переменной нагрузкой [4].

Все вышеописанные преимущества позволяют разрабатывать более эффективные, надежные и экологически безопасные энергетические системы. Математическое моделирование первичных двигателей турбогенераторов электростанций является важным инструментом для инженеров и ученых, которые стремятся создать новые и совершенствовать существующие энергетические решения.

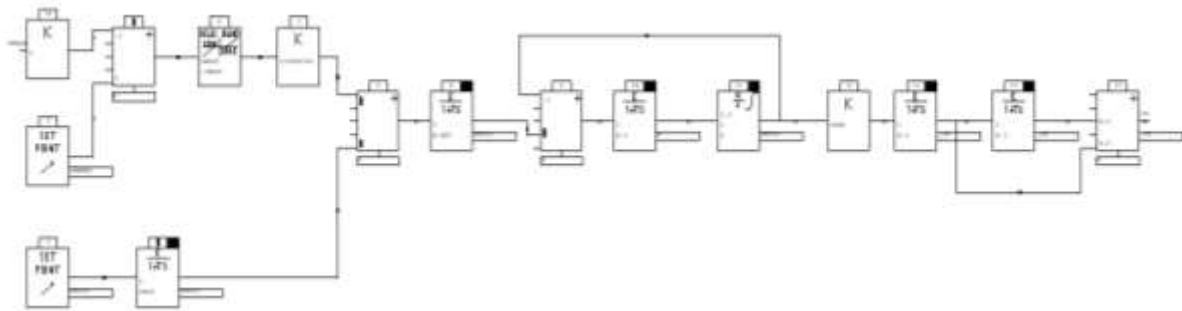


Рис. 1. Математическая модель первичного двигателя

Основные компоненты модели включают в себя:

1. Турбину: для моделирования работы турбины используются уравнения баланса массы, энергии и момента. Величину расхода пара в турбину определяют на основе данных по рабочему телу (обычно воде или пару) и применяют уравнение для определения скорости расхода на входе в турбину. Потери энергии учитываются с помощью эмпирических коэффициентов, которые зависят от типа турбины.

2. Генератор: для моделирования работы генератора используются уравнения электромеханического энергетического баланса. Входными данными являются момент инерции генератора, скорость его вращения, а также параметры сети, к которой подключен генератор (напряжение и частота).

3. Регулятор: для моделирования работы регулятора используются уравнения, описывающие его динамические свойства, такие как инерция и характеристика воздействия на управляемую переменную (например, подача пара в турбину). Входными данными являются желаемые значения управляемых переменных (например, заданный уровень мощности или запаса мощности) и информация о текущих значениях этих переменных.

Интегрирование уравнений движения и правил взаимодействия компонентов системы позволяет получить динамическую модель первичного двигателя турбогенератора электростанции. Это позволяет анализировать поведение системы в различных режимах работы, проводить симуляции и оптимизацию, а также разрабатывать и проверять алгоритмы управления.

Математическая модель первичного двигателя содержит следующие функциональные элементы:

1. «Сумматор» в данном случае осуществляется суммирование значения параметров нескольких блоков. (блок 1).
2. «Константа» в данном блоке задается значение уставки частоты (блок 2).
3. «Зона нечувствительности» в данном блоке задаются значения для блока зоны нечувствительности

регулятора турбины (блок 3).

4. «Безынерционное звено» в данном блоке задается крутизна частотной характеристики регулятора турбины (блок 4).
5. «Сумматор» в этом блоке происходит суммирование параметров блоков 6 и 7 (блок 5).
6. «Апериодическое звено» данный блок воспроизводит передаточную функцию механизма управления турбиной (блок 6).
7. «Константа» в этом блоке задается значение мощности турбины (блок 7).
8. «Апериодическое звено» данный блок моделирует промежуточный золотник регулятора турбины (блок 8).
9. «Сумматор» в этом блоке происходит суммирование параметров блоков 8 и 11 (блок 9).
10. «Апериодическое звено» этот блок моделирует сервомотор регулятора турбины (блок 10).
11. «Интегратор с ограничителем» в данном блоке имитируется степень открытия регулирующих клапанов (блок 11).
12. «Безынерционного звено»: в этом блоке имитируется эквивалентный объём пара (блок 12).
13. «Апериодическое звено» (блок 13).
14. «Апериодическое звено» в этом блоке задается значение промежуточного перегрева пара (блок 14).
15. «Сумматор» в данном блоке задается значение пара на выходе турбины (блок 15).
16. «Безынерционное звено» блок для измерения частоты ЭЭС (блок 16).

Литература

1. Плетнев Г. П., Штробель В. А., Мухин В. С. Исследования систем автоматического регулирования мощности парогенератора и турбины в режиме регулирования частоты // Теплоэнергетика. – 1972. – № 11. – С. 55-57.
2. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. – Энергия, 1975.
3. Гусев А. С., Свечкарев С. В., Плодистый И. Л. Гибридный моделирующий комплекс для наладки АСУ ТП энергоблоков и тренажа персонала // Электроэнергия и будущее цивилизации: Матер. Междунар. научнотехн. конф. – Томск: Томский государственный университет, 2004. – С. 327–328.
4. Рабинович Р. С., Полонская М. А. Модели тепловых электростанций для расчета длительных электромеханических переходных процессов в энергосистемах // Электричество. – 1983. – № 3. – С. 11-19.

ПРОБЛЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Шароян А.Б., Горяев А.О.

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема электроснабжения удаленных потребителей нефтегазовой отрасли является одной из наиболее актуальных и сложных задач, с которыми сталкиваются компании этой отрасли. Недостаточная инфраструктура, отсутствие электросетей в удаленных районах, нестабильность работы оборудования – все это создает серьезные препятствия для нормального функционирования производственных объектов и повышения эффективности работы.

У удаленных потребителей нефтегазовой отрасли, можно выделить несколько основных проблем:

1. Длины линий в сети большая реактивная мощность, которую трудно компенсировать. Как следствие: низкий КПД и ТП работают примерно на половину от номинальной мощности. Поэтому на удалённых объектах ставятся ДЭС (дизельные электростанции).

2. На объектах нефтегазовой отрасли есть насосы, частотой которых необходимо управлять частотными преобразователями. Частотные преобразователи генерируют в сеть высшие гармоники. Из-за большого количества высших гармоник невозможно загрузить комплектную трансформаторную подстанцию до номинальных значений, гармоники греют трансформатор.

3. Топология и масштабы ЭЭС промышленного объекта могут меняться из-за увеличения добычи. Электротехнические установки (провода, генераторы) как правило тяжело доставлять на объект. Проблемы с логистикой.

4. От ЭС требуется высокая надёжность для жилых комплексов особенно в зимнее время, т. к. зимой в условиях холода это приведёт к быстрому остыванию помещения и заболеванию работников.

5. Также зимой необходима постоянная работа греющего кабеля на трубопроводах, загустевшую нефть тяжело качать по трубам, это приведёт к остановке производственного процесса.

6. Необходима постоянная работа насосов, без них не будет попутного газа, который необходим для генерации мощности.

7. Ограниченные возможности для внедрения современных технологий и систем управления энергопотреблением из-за отдаленности объектов и ограниченной доступности специалистов.

Использование водородной энергетики в электроснабжении удаленных потребителей нефтегазовой отрасли представляет собой перспективное и инновационное решение, которое может значительно улучшить энергетическую безопасность и эффективность производства.

Производство водорода на нефтеперерабатывающих заводах является хорошо известной технологией и было начато для удовлетворения растущего спроса на экологически чистое топливо и увеличения конверсии водорода и мощностей по его переработке. Водород необходим для преобразования тяжелых нефтяных фракций в более легкие продукты и для удаления серы, азота и металлов из многих нефтяных фракций. [1]