

Разработка схемы электроснабжения нефтегазодобывающего месторождения

С.Ю. Ивкин

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Обоснование. Нефтедобывающая промышленность является одной из ключевых отраслей экономики России и имеет огромное значение для обеспечения энергетической безопасности страны. Электроснабжение играет важную роль в процессе добычи нефти, обеспечивая необходимую энергию для работы оборудования и технологических процессов. Постоянное и надежное электроснабжение нефтедобывающей промышленности является фактором, определяющим успешность ее функционирования и развития. Изучение и совершенствование систем электроснабжения в нефтяной отрасли имеет высокую актуальность и важность для обеспечения устойчивого экономического развития страны.

Цель — разработать схему электроснабжения нефтегазодобывающего месторождения.

Методы. Было предложено два варианта схемы внешнего электроснабжения предприятия. Первый включает в себя электроснабжение от объединенной энергосистемы. В данной схеме требуется строительство ВЛ 220 кВ от уже существующей подстанции 220 кВ, находящейся на расстоянии 100 км от месторождения. Также для данного варианта требуется строительство понижающей подстанции 220/110 кВ с двумя автотрансформаторами [1]. Главное достоинство этого варианта — это наличие резерва мощности. Среди недостатков можно выделить высокие капитальные затраты на строительство ВЛ 220 кВ, однако ее срок окупаемости значительно меньше, чем срок, на который рассчитан процесс добычи полезных ископаемых.

Второй вариант включает в себя электроснабжение от автономного источника энергии, в роли которого выступает газотурбинная станция. Особенность данного варианта заключается в выборе количества газотурбинных установок, так как их количество определяется по критерию N-2, то есть одна установка работает на полную мощность, вторая работает на холостом ходу, а третья — в холодном резерве [3]. Для ограничения токов короткого замыкания к каждой установке устанавливается свой повышающий трансформатор. Следующий этап — выбор марок проводов ВЛ распределительной сети 110 кВ и выбор марок трансформаторов на подстанциях 110 кВ. По результатам расчетов были выбраны два автотрансформатора для первого варианта и шесть трансформаторов для второго варианта. Марки проводов по результатам расчетов получились одинаковые, для головных участков ВЛ 110 кВ. После этого были произведены расчеты токов короткого замыкания и выбор высоковольтных выключателей. По результатам расчетов были выбраны высоковольтные выключатели. Последним этапом работы был расчет нескольких электрических режимов: нормального максимального, нормального минимального и ряда послеаварийных. Были рассчитаны в ПК RastrWin3 [2] следующие послеаварийные режимы: снижение напряжения на питающей подстанции до 200 кВ; повышение напряжения на питающей подстанции до 240 кВ; отключение одной цепи ЛЭП 220 кВ; отключение одного автотрансформатора 220 кВ; отключение одной секции шин 110 кВ; отключение одной цепи головного участка ВЛ 110 кВ и отключение трансформатора на электрически удаленной подстанции. Полученные результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов удовлетворяют требованиям ГОСТ 32144-2013, и не требуется никаких дополнительных мероприятий по нормализации режимов работы схем.

Результаты. На основании технико-экономического расчета, который был произведен по укрупненным нормативным ценам, был выбран вариант с питанием от сети. Данный вариант включает в себя строительство от энергосистемы двухцепной линии 220 кВ с маркой провода АС — 240/39, установку двух автотрансформаторов марки АДЦТН — 125000/220/110/10. Питание подстанций для добычи нефти и газа осуществляется по сети 110 кВ, для которой используются провода марки АС-150/24 — на более нагруженных участках и АС — 70/11 — на всех остальных. Все подстанции подключены через отпайки.

По результатам расчетов токов короткого замыкания были выбраны следующие высоковольтные выключатели: для сети 220 кВ — ВТГ — 220/2500 — 40, для сети 110 кВ — ВГТ — 110/2500 — 40. Данные выключатели прошли проверку по электродинамической и термической стойкости.

Также были рассчитаны нормальный и послеаварийные электрические режимы. Были рассмотрены следующие послеаварийные электрические режимы:

1. Режим 1. Снижение напряжения на питающей подстанции на 10 %.
2. Режим 2. Повышение напряжения на питающей подстанции на 10 %.
3. Режим 3. Отключение одной цепи ЛЭП 220 кВ.
4. Режим 4. Отключение автотрансформатора АТ 2 главной подстанции.
5. Режим 5. Отключение второй системы шин 110 кВ главной подстанции.
6. Режим 6. Отключение одной цепи самого нагруженного участка сети.

По результатам расчетов послеаварийных режимов уровень напряжения на подстанциях соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013 [4], замены сечений проводников не требуется, компенсации реактивной мощности не требуется.

Выводы. Более детально изучены принципы разработки схем электроснабжения, особенности расчетов токов КЗ, особенности расчетов электрических режимов.

Ключевые слова: электроснабжение; линия электропередачи; трансформатор; расчет токов короткого замыкания; расчет электрических режимов.

Список литературы

1. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. Москва: ЭНАС, 2012. 376 с.
2. Руководство пользователя ПК RASTRWin3.
3. Бондаренко А.Ф., Герих В.П. О трактовке критерия надежности n-1 // Электрические станции. 2005. № 6. С. 40–43. EDN: JWRKXD
4. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

Сведения об авторе:

Сергей Юрьевич Ивкин — студент электротехнического факультета, группа 4 – ЭТФ-20эф-2; Самарский государственный технический университет, Самара, Россия. E-mail: ivkins0990@gmail.com