

МЕТОДЫ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОМПЛЕКСА АВТОМАТИЧЕСКОГО ИЕРАРХИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ИСТОЧНИКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ ЭЭС

А.В. Домышев, А.Б. Осак

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск

Введение

В представленной работе рассматриваются принципы построения комплекса автоматического управления напряжением в электрической сети для энергосистемы или энергорайона.

Наиболее острые проблемы с напряжениями возникают во время аварий, которые являются случайными и не прогнозируемыми событиями, то для исключения ситуаций нарушения статической устойчивости, необходимо обеспечить автоматическое управление ИРМ. В общем виде, рассматривая задачу управления напряжением, можно выделить два способа размещения и управления ИРМ:

1-й способ – избыточный, когда на важных узловых подстанциях устанавливаются ИРМ с большим резервом управления в части генерации и потребления реактивной мощности. Имея резервы реактивной мощности, можно в данной точке сети в любом режиме обеспечить фиксированный уровень напряжения. Собственно алгоритм управления в данном случае является локальным, т.е. по локальному замеру напряжения на ПС осуществляется выбор состава включенных в работу элементов ИРМ (конденсаторов, управляемых и неуправляемых реакторов). Недостатком данного способа является необходимость установки избыточного состава элементов ИРМ на нескольких узловых ПС. Учитывая, что стоимость ИРМ, это не только стоимость конденсаторов и реакторов, но и стоимость ячеек (220, 110, 35, 10 кВ), то данный недостаток является существенным.

2-й способ – координированный, когда на важных узловых подстанциях устанавливаются ИРМ с минимальным резервом управления в части генерации и потребления реактивной мощности. Поддержание напряжения в оптимальном диапазоне осуществляется за счет координированного управления ИРМ на разных объектах, в сочетании с координированным управлением напряжением на шинах ГЭС. По сравнению с 1-м способом, здесь потребуется более сложная система распределенного управления, требующая каналов связи, однако при этом значительно снижаются требования к объему первичного оборудования ИРМ, что особенно существенно с учетом

того, что во 2-м варианте резервы мощности ИРМ определяются с учетом возможных ремонтов элементов ИРМ.

Наиболее перспективным и одновременно более целесообразным с экономической точки зрения является 2-й способ.

Архитектура системы

Для обеспечения надежности и безошибочности управления, комплекс автоматического управления напряжением и реактивной мощностью разделен на несколько функциональных систем. Структура комплекса представлена на рис. 1. На нижнем уровне комплекса располагаются локальные контроллеры регулирующих устройств и централизованная координирующая система режимной автоматики. На верхнем уровне – система оптимального управления напряжением.



Рис. 1. Обобщенная структура комплекса управления напряжением

Функции централизованной координирующей системы режимной автоматики:

- Взаимодействие с низовыми устройствами управления и их контроль по стандартному протоколу (МЭК 60870-5-104 или МЭК 61850).
- Обработка контрольного задания из системы оптимального управления. Передача управляющих действий локальным контроллерам. Преобразование управляющих воздействий в

вид, необходимый для конкретного типа регулятора.
Контроль технологических ограничений.

- Регистрация и архивирование информации, включая входящие команды из подсистемы оптимального управления.

Система оптимального управления напряжением и реактивной мощностью циклически выполняет следующие задачи:

- Сбор информации о текущем состоянии системы.
- Формирование и актуализация модели узлы/ветви.
- Оценивание состояния.
- Прогнозирование режима.
- Формирование ограничений для оптимизации.
- Динамическая оптимизация с учетом ограничений.
- Анализ результатов оптимизации.
- Формирование управляющих воздействий и их передача в координирующую систему.

Выход из строя вычислительно-емких математических алгоритмов подсистемы оптимального управления не приводит к выходу из строя всей системы, а переводит систему на работу по локальным алгоритмам управления, обеспечивающим менее оптимальное, но допустимое управление. Кроме того, сама система оптимального управления предусматривает резервирование каждого из вычислительных алгоритмов. Так, алгоритм динамического оценивания состояния резервируется менее точным, но более надежным алгоритмом статического оценивания состояния. Прогнозирование с использованием алгоритмов машинного обучения резервируются более грубыми, но надежными алгоритмами аппроксимации. Динамическая оптимизация, резервируется статической.

Прогнозирование режима

Прогнозирование режимов в подсистеме оптимального управления режимом и реактивной мощностью выполняется комбинированным алгоритмом, использующим прогнозирование на основе графиков нагрузки и машинного обучения с использованием ИНС. Обобщенный алгоритм прогнозирования представлена на рис. 2.

В качестве архитектуры ИНС, используемой для уточненного алгоритма прогнозирования используется глубокая сеть LSTM (Long Short Term Memory) [1]. Использование рекуррентных LSTM сетей для прогнозирования нагрузки позволяет получить результаты не уступающие сетям FCRBM [2]. При этом на основе сетей LSTM возможно построение глубоких сетей, что в свою очередь позволяет

выявить более сложные зависимости в исходных данных. Что касается выбора конкретного типа ячеек рекуррентной сети, то в пользу выбора LSTM можно привести работу [3], в которой проанализированы различные варианты RNN (в частности LSTM и GRU) и выявлено, что LSTM с применением технологии dropout дает лучший результат на всех тестах.

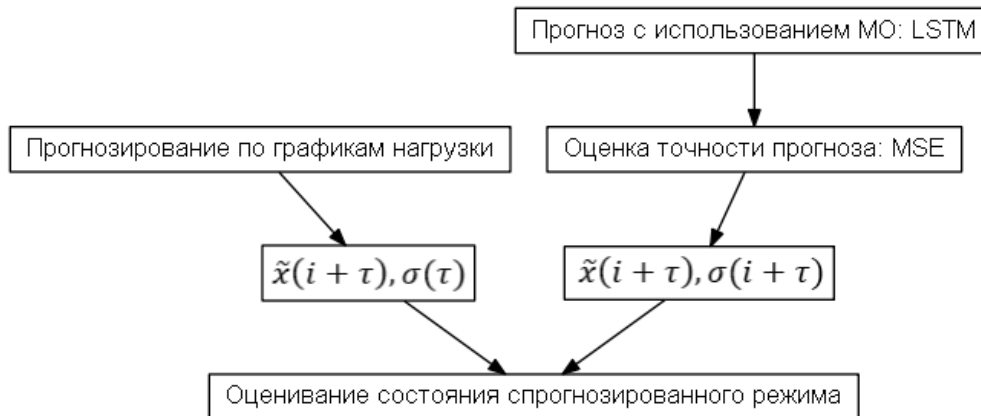


Рис. 2. Обобщенный алгоритм прогнозирования.

Формирование ограничений

Следующим этапом оптимального управления это формирование ограничений, таких как: допустимые напряжения, ограничения на выдачу реактивной мощности, допустимые токи и перетоки мощности в ветвях электрической сети. Ограничения могут быть установлены заранее вручную для каждого варианта топологического состояния электрической сети, а также рассчитаны методом утяжеления. Чтобы выбрать текущий набор ограничений, необходимо классифицировать текущее или прогнозируемое состояние ЭЭС, как нормальное, аварийное, ремонтное и т.д.

Классификация режима работы ЭЭС выполняется с использованием метода случайного леса [4-6], который является развитием метода дерева решений. Важным преимуществом деревьев решений является то, что они не только классифицируют режим, но и позволяют численно обосновать выбранный вариант.

Динамическая оптимизация

В подсистеме оптимального управления напряжением и реактивной мощности для получения оптимальных управляющих воздействий на заданную глубину используются алгоритм динамической оптимизации. Исходными данными для динамической оптимизации являются: текущий оцененный режим; набора

спрогнозированных режимов; список возможных управляющих воздействий.

В предлагаемом решении учитывается условная стоимость управляющих воздействий, зависящая не только от вектора состояния системы, но и от времени. В результате оптимизации весь рассматриваемый временной диапазон распадается на несколько поддиапазонов, на каждом из которых находится оптимальное для данного поддиапазона решение. Полная целевая функция задачи оптимизации может быть записана, как:

$$f_d = \sum_j^p \left(\sum_{i=b_p}^{e_p} f_i(X_i) + C(\xi_j - \xi_{j-1}, i) \right), \quad (1)$$

где $\xi_j = \operatorname{argmin} \sum_{i=b_p}^{e_p} f_i(X_i)$ – вектор оптимальных управляющих параметров на поддиапазоне, b_p и e_p – индексы начала и конца поддиапазона во временном срезе, C – функция стоимости воздействий зависящая от стоимости каждого конкретного воздействия с учетом времени, задаваемого индексом i , ξ_0 принимается равным начальному значению управляющих параметров X_0 .

f_i – целевая функция каждой подзадачи оптимизации, включающая: потери активной мощности; отклонения от допустимых диапазонов по напряжению; нарушения режимных ограничений.

Стоимость управления C тем или иным оборудованием зависит от таких факторов, как: остаточный ресурс оборудования; приоритет использования УВ; минимально допустимое время между коммутациями одним и тем же устройством.

В качестве метода поиска локального оптимума в процессе динамической оптимизации используется метод основанный на алгоритме L-BFGS-B [7-9]. Данный метод является квазиньютоновским методом, учитывающим ограничения на управляющие параметры. Такая постановка задачи динамической оптимизации позволяет получить оптимальное значение за весь рассматриваемый период времени. Поиск глобального оптимума на всем прогнозном диапазоне осуществляется с учетом стоимости УВ, учитываемой в общей целевой функции.

Программная реализация

Подсистема для оптимального управления напряжением и реактивной мощностью ЭЭС разработана на основе программного обеспечения АНАРЭС [10]. Эта подсистема может использоваться как

в составе системы автоматического регулирования напряжения, так и для других аналогичных задач.

Заключение

Предлагаемый подход к построению комплекса автоматического управления напряжением позволяет совместить современные методы машинного обучения с классическими вычислительными методами, что обеспечивает высокую надежность управления. Представленная система имеет промышленную реализацию и может быть использована не только для управления напряжением, но и для других задач оптимального управления электрическими режимами.

Литература

- 1 Marino D. L., Amarasinghe K., Manic M. Building energy load forecasting using deep neural networks //Industrial Electronics Society, IECON 2016-42nd Annual Conference of the IEEE. – IEEE, 2016. – с. 7046-7051.
- 2 Jozefowicz R., Zaremba W., Sutskever I. An empirical exploration of recurrent network architectures //International Conference on Machine Learning. – 2015. – с. 2342-2350.
- 3 Graves A. Practical variational inference for neural networks //Advances in neural information processing systems. – 2011. – с. 2348-2356.
- 4 Ho Т.К., Random decision forests //Proceedings of 3rd international conference on document analysis and recognition. - IEEE, 1995. - Т. 1. - с. 278-282.
- 5 Breiman L. Random forests //Machine learning. - 2001. - Т. 45. - №. 1. - с. 5-32.
- 6 Kleinberg E.M. On the algorithmic implementation of stochastic discrimination //IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence. - 2000. - Т. 22. - №. 5. - с. 473-490.
- 7 Domyshchov A. et al., Optimal Power Flow Calculation Using BFGS-Based Optimisation Scheme //2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). - IEEE, 2018. - с. 1-6.
- 8 Byrd R.H. et al., A limited memory algorithm for bound constrained optimization //SIAM Journal on Scientific Computing. - 1995. - Т. 16. - №. 5. - с. 1190-1208.
- 9 Armand P., Segalat P. A limited memory algorithm for inequality constrained minimization. - Technical Report 2003-08, University of Limoges (France) 2003, 2003.
- 10 Программный комплекс АНАРЭС. <http://anares.ru/software>

