НАВИГАТОР ДИСПЕТЧЕРА: ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАБЛЮДАЕМОСТИ И ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

РЫКОВАНОВ С.Н., к.т.н., генеральный директор ООО «Систел»

ХОЗЯИНОВ М.А., заместитель генерального директора по развитию ООО «Систел»

БЕЛЯКОВ Д.А., инженер, ООО «Систел»

Данная работа продолжает цикл статей о реализации в ADMS навигации диспетчеров по оперативному управлению режимом и состоянием распределительной сети [1–6]. Цель статьи – ознакомить специалистов с практической возможностью сделать распределительную сеть среднего напряжения (СН) наблюдаемой и обеспечить оценивание ее состояния при полном отсутствии данных реального времени с трансформаторных подстанций (ТП). Телемеханизация сети 0,4–10 кВ достаточно длительный и дорогостоящий процесс. Вместе с тем, наблюдаемость ТП, на которых еще нет устройств телемеханики (УТМ), и оценивание состояния сети 0,4–10 кВ можно обеспечить менее затратным способом.

Ключевые слова: оперативное управление режимами сети, наблюдаемость сети, прогнозирование нагрузки, глубокие нейронные сети, псевдотелеизмерения, АИИС УЭ

Современное состояние наблюдаемости ТП

В настоящее время большинство ТП в распределительных сетях СН не оснащены УТМ. Но благодаря цифровой трансформации электрических сетей на многих ТП установлены счетчики электроэнергии, включенные в состав автоматизированных информационно-измерительных систем учета электрической энергии (АИИС УЭ). Как правило, на практике в АИИС УЭ сбор данных со счетчиков выполняется по ночам, когда тариф операторов мобильной связи минимален. Поэтому данные по учету электрической энергии со счетчиков могут появляться на верхнем уровне АИИС УЭ с некоторым запаздыванием относительно момента измерения, которое может достигать несколько суток.

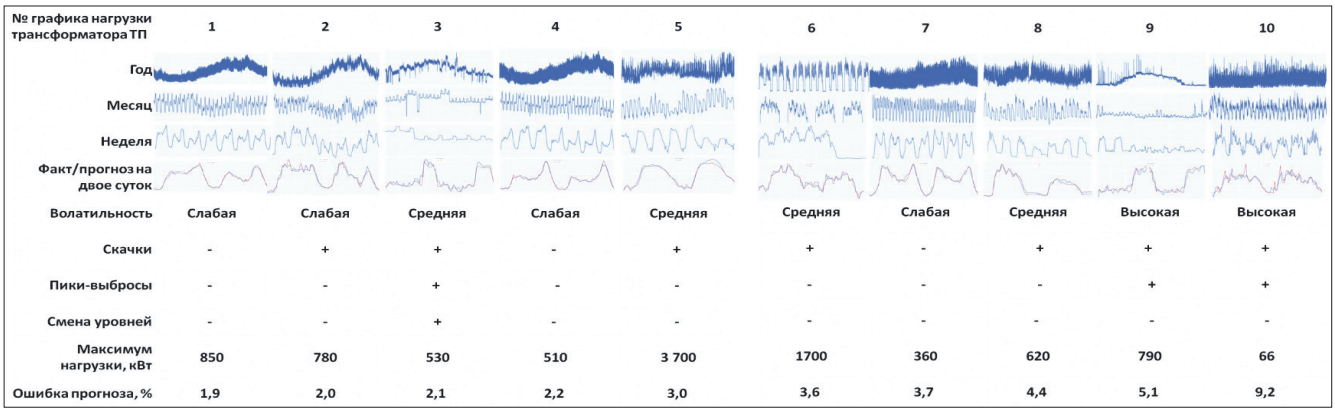
Для замещения реальных телеизмерений мы предлагаем использовать результаты прогноза потребления ТП, полученные с помощью разработанных нами современных методов и моделей краткосрочного прогнозирования потребления активной мощности трансформаторов ТП. Практика прогнозирования нагрузки трансформаторов ТП, характеризуемой смешением различных типовых форм графиков в городах, в сельской местности, на промышленных предприятиях, показала, что результаты прогнозирования на неделю вперед отличаются от фактических значений нагрузки в среднем на 2–5 %. Поэтому, если использовать прогнозные значения нагрузки трансформаторов ТП такой точности в автоматизированных системах технологического

DISPATCHER'S NAVIGATOR: OBSERABILITY AND STATE ESTIMATION PROVISION OF THE CONDITION OF THE MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORK

RYKOVANOV S.N., Ph.D., General Director of Sistel LLC
KHOZYAINOV M.A., Deputy General Director for Development of Systel LLC
BELYAKOV D.A., engineer, Systel LLC

This work continues a series of articles on the implementation in ADMS of navigation of dispatchers for the operational control of the load flow and state of the distribution network [1–6]. The purpose of the article is to familiarize specialists with the practical possibility of making the medium voltage distribution network observable and providing state estimation in the complete absence of real-time data from transformer substations. Telemechanization of the 0.4–10 kV network is a rather long and expensive process. At the same time, the observability of transformer substations, which do not yet have RTUs , and the state estimation of the 0.4–10 kV network can be provided in a less expensive way.

Keywords: operational control of network load flows, network observability, load forecasting, deep neural networks, pseudo measurements, AMR



№ графика нагрузки трансформатора ТП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Год										
Месяц										
Неделя										
Факт/прогноз на двое суток										
Волатильность	Слабая	Слабая	Средняя	Слабая	Средняя	Средняя	Слабая	Средняя	Высокая	Высокая
Скачки	-	+	+	-	+	+	-	+	+	+
Пики-выбросы	-	-	+	-	-	-	-	-	+	+
Смена уровней	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-
Максимум нагрузки, кВт	850	780	530	510	3 700	1700	360	620	790	66
Ошибка прогноза, %	1,9	2,0	2,1	2,2	3,0	3,6	3,7	4,4	5,1	9,2

Таблица 1. Фактические графики нагрузки и результаты прогноза нагрузки трансформаторов ТП с разным характером потребления на двое суток вперед

управления (АСТУ) распределительными сетями вместо реальных телеизмерений, то нетелемеханизированные ТП станут наблюдаемыми.

Точность прогнозирования нагрузки ТП современными моделями

В таблице 1 представлены графики нагрузки десяти трансформаторов ТП распределительных сетей и систем электроснабжения промышленных предприятий среднего напряжения (СН), а также их прогнозы на двое суток вперед. В таблице для каждого трансформатора ТП приведены:

- годовые, месячные, недельные фактические графики нагрузки;
- графики фактических значений нагрузки и прогнозы на двое суток вперед;
- описательные характеристики;
- максимум нагрузки за год;
- средние относительные ошибки прогнозов (далее ошибки).

В таблице представлены два типа графиков: графики коммунально-бытовой нагрузки (под номерами 1, 2, 4, 5, 7) и графики промышленной нагрузки (под номерами 3, 6, 8–10). Графики были специально подобраны нашими заказчиками для оценки точности прогнозирования нагрузки трансформаторов ТП с разнообразными формами графиков, вариацией максимума нагрузки трансформатора ТП от 66 кВт до 1,7 МВт, разнообразием потребления по рабочим и выходным дням, наличием/отсутствием скачков, пиков, выбросов, смены уровней нагрузки.

Анализ графиков показывает, что разработанные нами модели прогнозирования нагрузки на комбинированных глубоких нейронных сетях дают приемлемую точность прогнозов нагрузок с разным характером потребления, разной волатильностью. Для изменчивых промышленных нагрузок приемлемая точность прогнозов – это ключевой фактор, определяющий возможность применения разработанных моделей для оперативного и краткосрочного прогнозирования режима распределительной сети. Отметим, что статистические методы прогноза таких нагрузок не дают приемлемой точности.

Нагрузка номер 10 имеет самую высокую волатильность графика и самую маленькую величину максимума – 66 кВт. Второе во многом определяет первое, так как степень агрегирования у такой нагрузки на порядок меньше, чем у остальных нагрузок.

Все графики имеют длину временного ряда в один год, за исключением графика 6, длина которого составляет меньше полугода. Поэтому для графика нагрузки 6 применены специальные методы, которые позволили довести среднюю относительную ошибку прогноза нагрузки до 3,6 %.

Все 10 моделей прогнозирования нагрузки трансформаторов были получены путем оптимизации параметров модели, без участия инженера данных.

Рассмотрим более подробно временные ряды и прогнозы нагрузок для двух трансформаторов (№№ 7, 8 из таблицы 1) с промышленной нагрузкой разной волатильности.

На рис. 1–4 детально представлены годовой, месячный, недельный и суточный графики нагрузки трансформатора ТП № 7. На рис. 1 представлен годовой график нагрузки трансформатора № 7, уже очищенный от ошибочных измерений, пропуски данных замещены интерполированными значениями.

На основе этого графика разработанная модель прогнозирования нагрузки трансформатора ТП обучается и одновременно адаптируется под график нагрузки трансформатора ТП № 7. В результате создается уникальная модель прогнозирования потребления трансформатора ТП № 7 на неделю вперед. Для наглядности выделим из годового графика потребления месячный график (рис. 2). Далее, из месячного графика выделим недельный график (рис. 3). На рис. 4 красным цветом показан график фактической нагрузки трансформатора за сутки и синим цветом – результаты прогнозирования нагрузки на двое суток вперед.

В случае запаздывания данных из АИИС УЭ на сутки использование результатов прогнозирования нагрузки трансформатора ТП № 7 на двое суток вперед в качестве псевдотелеизмерений позволяет обеспечить наблюдаемость нагрузки этого трансформатора в режиме реального времени.

В результате анализа графиков нагрузки трансформатора, представленных на рисунках 1–4, среднеквадратическое отклонение (СКО) нагрузки которого относительно его математического ожидания (МО) равно 26 %, можно сделать вывод о слабой волатильности графика нагрузки трансформатора ТП № 7.

Пик нагрузки трансформатора достигает 370 кВт, что говорит о средней степени агрегирования нагрузок потребителей 0,4 кВ. Так называемый эффект агрегирования нагрузки, в данном случае трансформатора, заключается в том, что при большем числе нагрузок потребителей, составляющих нагрузку трансформатора, она сильнее сглаживается и, как следствие, точнее прогнозируется.

В итоге ошибка прогноза этой промышленной нагрузки на двое суток вперед составляет 3,7 %.

На рис. 5–8 детально представлены годовой, месячный, недельный и суточ-

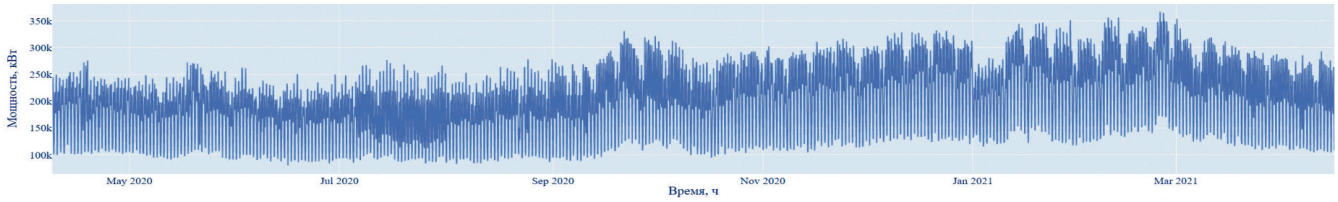


Рис. 1. Годовой график промышленной нагрузки трансформатора ТП № 7

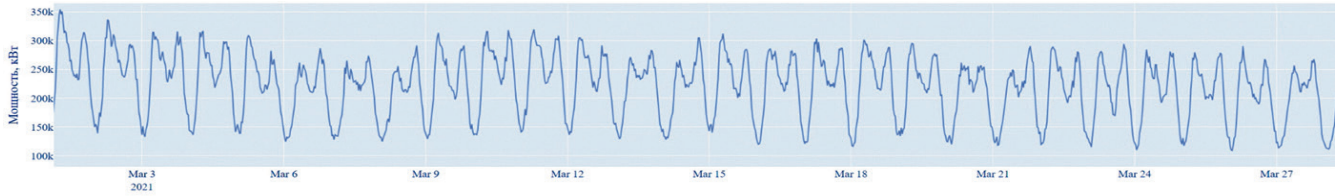


Рис. 2. Месячный график промышленной нагрузки трансформатора ТП № 7

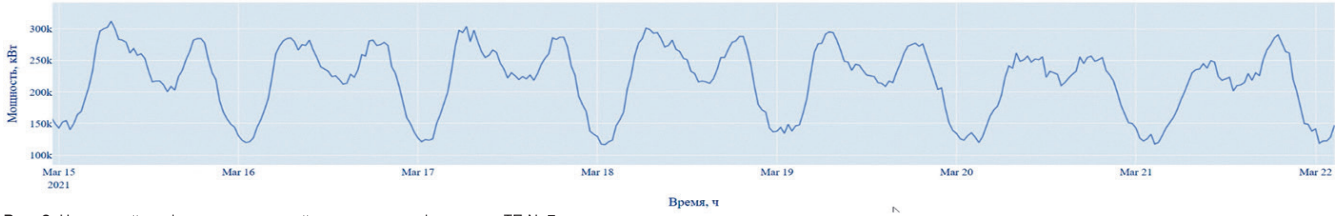


Рис. 3. Недельный график промышленной нагрузки трансформатора ТП № 7

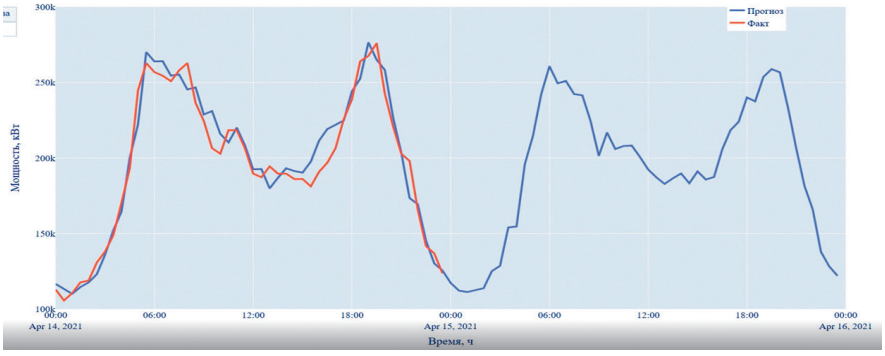


Рис. 4. Фактический график промышленной нагрузки трансформатора ТП № 7 за сутки и прогноз на двое суток

ный графики нагрузки трансформатора ТП № 8 из таблицы 1. На рис. 5 представлен годовой график нагрузки трансформатора № 8, уже очищенный от ошибочных измерений, пропуски замещены интерполированными значениями.

На основе этого графика обучается и адаптируется та же разработанная модель прогнозирования нагрузки трансформатора. В результате создается уникальная модель прогнозирования потребления трансформатора ТП № 8 на неделю вперед. Для наглядности выделим из годового графика месячный график (рис. 6). Далее из месячного графика выделим недельный график (рис. 7). На рис. 8 красным цветом показаны фактические значения нагрузки за сутки и синим – результаты прогнозирования нагрузки на двое суток вперед.

При запаздывании данных из АИИС УЭ на сутки использование результатов прогнозирования нагрузки трансформатора ТП № 8 на двое суток вперед в качестве псевдотелеизмерений позволяет обеспечить наблюдаемость нагрузки этого трансформатора в режиме реального времени.

Анализ графиков нагрузки по рис. 5–8, СКО которого относительно МО равно 29 %, позволяет сделать вывод о средней волатильности графика нагрузки трансформатора ТП № 8.

Пик нагрузки трансформатора составляет 680 кВт, что говорит о средней степени агрегирования нагрузок потребителей 0,4 кВ.

Как следствие, ошибка прогноза промышленной нагрузки трансформатора ТП № 8 на двое суток вперед составляет 4,0 %.

Аналогично создаются уникальные модели прогнозирования нагрузки для всех трансформаторов ТП распределительной сети СН. Если в районе электрической сети, например, 1 500 трансформаторов, то уникальных моделей будет также 1 500. В научно-практических источниках по проблеме прогнозирования нагрузки в больших распределительных сетях среднего и низкого напряжения можно найти решения, где из-за большого количества потребителей на низкой стороне (больших данных) одна модель прогнозирования используется для целого кластера потребителей, у которых графики нагрузки в пределах кластера отличаются не сильно [10]. В нашем случае такой подход неприемлем из-за низкой точности прогноза нагрузки трансформаторов ТП с использованием модели для кластера трансформаторов. Поэтому для каждого трансформатора ТП создается своя уникальная модель.

В результате анализа таблицы 1 и рассмотрения характера фактических нагрузок и прогнозов нагрузки на двое суток вперед трансформаторов ТП № 7 и № 8 можно сделать вывод о том, что ошибка прогнозирования на неделю вперед на каждые 30 минут с использованием разработанных нами комбинированных глубоких нейросетевых моделей:

- в среднем не превышают 5 %;
- зависит от степени агрегирования нагрузок отходящих линий 0,4 кВ:

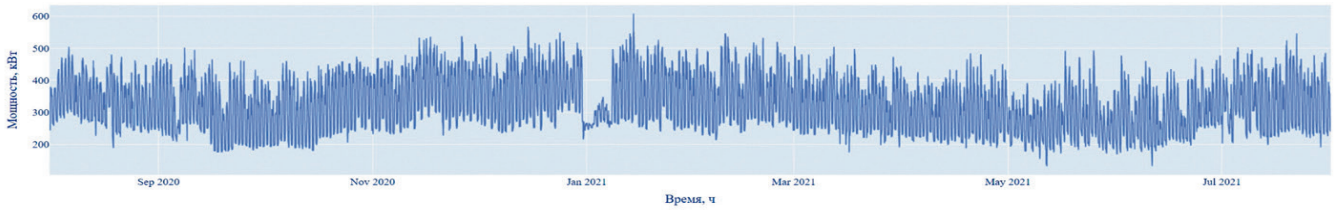


Рис. 5. Годовой график промышленной нагрузки трансформатора ТП № 8

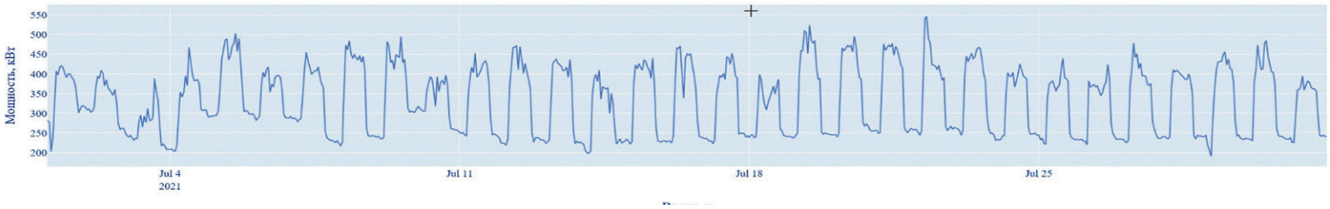


Рис. 6. Месячный график промышленной нагрузки трансформатора ТП № 8

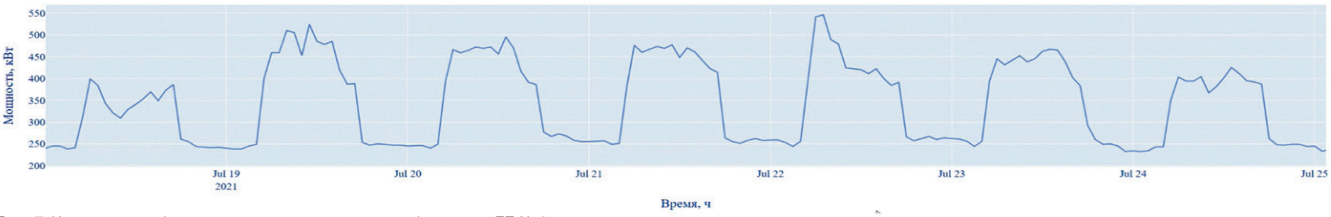


Рис. 7. Недельный график промышленной нагрузки трансформатора ТП № 8

чем степень агрегирования выше, тем меньше ошибка, чем выше максимум потребления, тем меньше ошибка;

- зависит от степени волатильности графика потребления: чем слабее волатильность, тем меньше ошибка;
- зависит от наличия уровней потребления: чем меньше число уровней потребления, тем меньше ошибка.

Отмеченные зависимости ошибки (точности) прогнозирования, а также знание модели прогнозирования нагрузки трансформаторов ТП и влияния значений параметров модели на точность прогнозирования, позволяет инженеру данных практически для любого исходного временного ряда нагрузки трансформатора ТП:

- заранее предвидеть уровень точности прогноза;
- прогнозировать работу модели с разными составом и значениями параметров;
- разобраться в причинах снижения точности прогнозирования в сравнении с ожидаемой.

Указанные выше свойства разработанных моделей прогнозирования нагрузки ТП делают их устойчивыми при массовом применении.

Рекомендации по использованию моделей прогнозирования и источников данных

При реализации предлагаемых методов и моделей прогнозирования

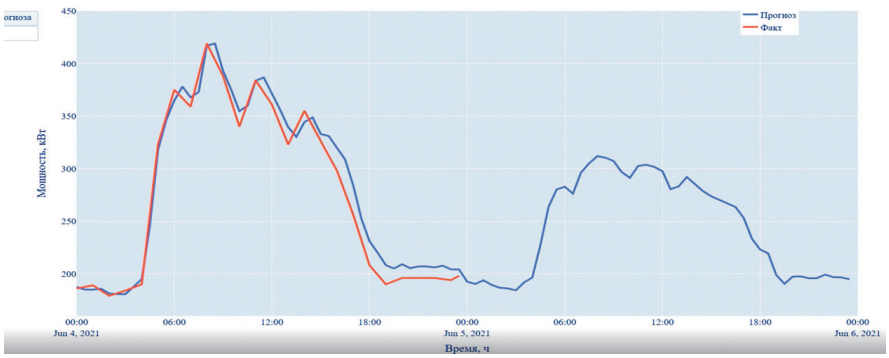


Рис. 8. Фактический график промышленной нагрузки трансформатора ТП № 8 за сутки и прогноз на двое суток вперед

следует пользоваться следующими рекомендациями:

- для прогнозирования нагрузки ТП могут применяться модели разной сложности. Однако, с практической точки зрения, целесообразно использовать самые сложные модели из предложенных для всех трансформаторов, при условии, что будет обеспечена требуемая точность прогноза. Тогда настройка и обучение каждой модели трансформатора будет технологичной, автоматизированной процедурой, потребует меньшего участия инженера данных, специалиста по машинному обучению;
- при настройке моделей для прогнозирования нагрузки ТП с формой графиков, схожей с формой графика 10, несмотря на возможно большие временные затраты, рекомендуется для оптимальной адаптации модели к форме графика нагрузки использовать полный состав параметров модели;
- для прогноза режима и оценивания состояния сети не рекомендуется использовать прогнозы потребления всего фидера СН. Это связано с тем, что потребление фидера зависит от числа ТП и места их расположения на фидере. Число ТП и их расположение меняется перемещением места деления радиальной сети, переводом нагрузки с одного фидера на другой. Как правило, это связано с работами на объектах и оборудовании по плановым и аварийным заявкам. На рис. 9 приведен пример годового графика потребления фидера СН, на рис. 10 – пример месячного графика того же фидера.

На рис. 9, 10 четко выражены переводы нагрузки с этого фидера на другие фидеры и обратные переводы. Выполнить прогноз потребления такого фидера

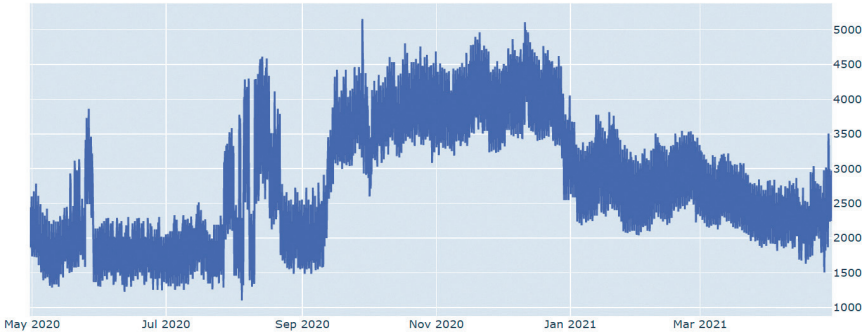


Рис. 9. Годовой график потребления фидера СН

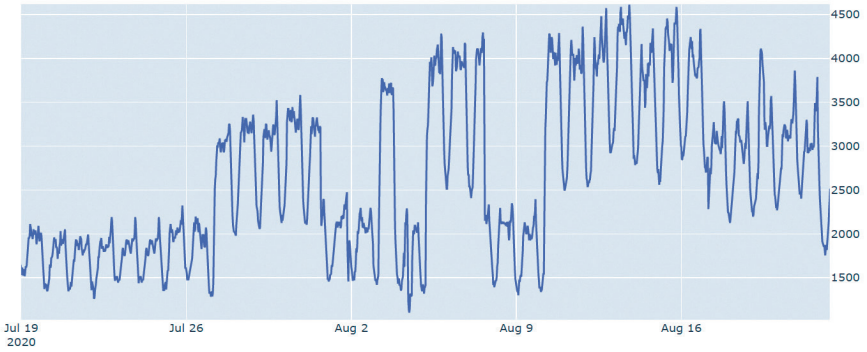


Рис. 10. Месячный график потребления фидера СН

затруднительно, так как переводы выполняются в произвольные моменты времени, и переводимая нагрузка может менять состав ТП. Существуют технологии определения на графике потребления моментов времени, когда осуществляется перевод нагрузки, например, описанные в статье [7]. Нам представляется, что такие методы сложно использовать на практике, тем более, что данные, получаемые от счетчиков, установленных на ТП, значительно упрощают прогнозирование установившегося режима фидера.

Обеспечение наблюдаемости и оценивания состояния сети 0,4–10 кВ

При запаздывании данных, поступающих из АИИС УЭ в систему прогнозирования, наблюдаемость потребления трансформаторов на ТП обеспечивается:

- по прогнозным псевдотелеизмерениям, получаемым, как указано выше, в результате анализа временных рядов нагрузки трансформаторов;
- по телесигнализации (ТС):
  - в нормальном режиме – ручным вводом положения (включен/отключен) коммутационных аппаратов на схеме ТП, выполняемым оперативно-диспетчерской группой ДП РЭС по информации, получаемой от мобильных бригад,
  - в послеаварийном режиме – после аварий и инцидентов, при поддержке Навигатора, который предусматривает определение изменивших положение (сработавших) КА по аварийным звонкам, данным от ИПКЛ, ИПВЛ, ИТКЗ. Навигатор после определения сработавших КА автоматически моделирует штатную работу РЗА и формирует актуальную топологию сети.

Тем самым обеспечивается оценивание состояния всей распределительной сети 0,4–10 кВ: по прогнозным псевдотелеизмерениям нагрузок трансформаторов ТП, по «ручным» ТС, данным реального времени – ТС и ТИ, получаемых от УТМ, установленных на центрах питания, распределительных пунктах, от реклоузеров, RMU (устройств кольцевого питания).

Новизна предлагаемой технологии обеспечения наблюдаемости и оценивания состояния сети 0,4–10 кВ

Оперативные и краткосрочные прогнозы нагрузки/генерации в расчетно-аналитических комплексах (DMS/OMS) стандартно выполняются для планирования заявок на ввод/вывод оборудования в ремонт/из ремонта. Новизна предлагаемой технологии обеспечения наблюдаемости и оценивания состояния сети СН связана со следующими моментами:

- использование прогнозов нагрузки трансформаторов ТП вместо реальных телеизмерений, принимаемых от УТМ, с последующим представлением на АРМ оперативно-диспетчерской группы ДП РЭС со специальными пометками (применением специального шрифтов, выделение цветом и т.п.), отличающих их от реальных ТИ. Тем самым диспетчер может наблюдать ТП, которые еще не телемеханизированы. Отметим, что раньше прогнозы в распределительных сетях использовались только для планирования, но не для диспетчерского управления;
- оценивание состояния наблюдаемой части сети по данным реального времени, получаемых – от центров питания, реклоузеров, RMU, оснащенных устройствами телемеханики, и ненаблюдаемой части сети – по прогнозам нагрузки трансформаторов ТП на текущее время, используемых в качестве псевдо телеизмерений. Отметим, что раньше в качестве нагрузки ТП брали:
  - значения, получаемые на основе прошлых данных, например, замеры, получаемые путем визуального считывания получасовых показаний приборов учета (при отсутствии АИИС УЭ);
  - потребление за те же полчаса, но сутки назад (для рабочих дней), и за те же полчаса, но неделю назад (для выходных дней) при наличии АИИС УЭ, но с запаздыванием опроса приборов учета.

Оценивание состояния на основе прошлых данных всегда давало бóльшую погрешность;

- для оценивания состояния в магистральных сетях в последнее десятилетие предлагается использовать прогнозы, основанные на фильтрах Кальмана, для обеспечения приемлемой начальной итерации [8, 9]. Отметим, что раньше в сетях 0,4–10 кВ аналогичные подходы с прогнозированием значений переменных не использовали. Мы предлагаем результаты прогнозирования нагрузки ТП использовать в качестве первого приближения для статического оценивания состояния в радиальных сетях;
- приемлемая точность прогнозирования нагрузки ТП достигается даже для сильно волатильной промышленной нагрузки. Раньше точность прогнозов промышленной нагрузки нельзя было сопоставлять с точностью измерительных трактов технического учета электрической энергии и мощности;
- использование именно нагрузки трансформаторов ТП на стороне 0,4 кВ в качестве источника данных для прогнозиро-

вания, расчетов установившегося режима, оценивания состояния. Отметим, что этого ранее не делали, так как устойчиво и точно прогнозировать нагрузку трансформаторов ТП было затруднительно.

Технологический процесс обеспечения наблюдаемости и оценивания состояния сети 0,4–10 кВ

Предлагаемый технологический процесс обеспечения наблюдаемости и оценивания состояния сети 0,4–10 кВ включает следующие основные действия:

- во время пусконаладочных работ:
  - интеграция системы прогнозирования с АИИС УЭ,
  - импорт из АИИС УЭ архивов потребления для каждого трансформатора сети,
  - импорт архивов температуры окружающей среды,
  - обучение уникальных моделей краткосрочного прогноза нагрузки каждого трансформатора ТП на полученных архивах их нагрузки. Автоматическое обучение моделей прогноза потребления и одновременная автоматическая оптимизация параметров этих моделей для каждого трансформатора сети с достижением точности прогнозирования, близкой к точности измерительных трактов,
  - анализ запаздывания данных о потреблении трансформаторов, поступающих из АИИС УЭ, формирование соответствующих горизонтов прогнозирования: от суток до недели;
- в темпе процесса:
  - автоматическое циклическое считывание данных о прогнозе температуры на десять дней вперед,
  - автоматическая циклическая запись текущих значений температуры в архив температур,
  - автоматическое считывание данных о потреблении трансформаторов ТП из АИИС УЭ. Программное обеспечение системы прогнозирования считывает данные через несколько минут после их поступления в АИИС УЭ,
  - автоматическое циклическое и по событию прогнозирование нагрузок трансформаторов всех ТП на выбранные горизонты,
  - автоматическое дополнительное обучение моделей, инициируемое по факту снижения ниже допустимой точности прогноза нагрузки отдельных трансформаторов ТП,
  - автоматическое использование прогнозных значений нагрузки трансформаторов на ТП системой ADMS в качестве псевдо телеизмерений. На АРМ пользователей Навигатора автоматически представляются значения мощностей трансформаторов каждого ТП, помечаемые как прогнозные,
  - автоматическое оценивание состояния сети ADMS в темпе процесса: топологии, напряжений на шинах, токов, перетоков мощностей и потерь электроэнергии на линиях и в трансформаторах. Оцененные значения с соответствующей пометкой автоматически представляются на АРМ пользователя Навигатора,
  - автоматическое использование прогнозных значений в качестве псевдо телеизмерений при навигации диспетчера по управлению состоянием и режимом сети в реальном времени,
  - автоматическое использование прогнозных значений для оперативного планирования, планирования работы сети на сутки – неделю вперед.

Описанный выше технологический процесс краткосрочного прогнозирования нагрузки трансформаторов ТП в распределительных сетях 0,4–10 кВ в промышленном исполнении позволит обеспечить наблюдаемость и оценивание состояния сети среднего напряжения распределительных сетевых компаний.

Заключение

В работе представлена технология ультра- и краткосрочного прогнозирования нагрузки трансформаторов ТП распределительной сети 0,4–10 кВ. Технология позволяет быстро и, главное, бюджетно перевести современные распределительные сети среднего напряжения из разряда ненаблюдаемых в разряд наблюдаемых. Тем самым обеспечить оценивание состояния сетей среднего напряжения, в которых трансформаторные подстанции не телемеханизированы.

Технология используется по прямому назначению – для оперативного, суточного, недельного планирования работы сети, а также может использоваться в темпе процесса для контроля неучтенного потребления на отходящих от ТП линиях 0,4 кВ.

Литература

1. *Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А.* Концепция навигатора диспетчера для адаптивного оптимального управления режимами распределительной электрической сети // «Автоматизация & IT в энергетике». № 12, декабрь 2018 г., с. 30–34.
2. *Потапенко С.П., Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А.* Навигатор диспетчера. Адаптивная динамическая оптимизация потерь электроэнергии в разомкнутой распределительной электрической сети // «Электроэнергия. Передача и распределение», 2019, № 5(56), с. 53–59.
3. *Арапов Н.Д., Беляков Д.А., Московой И.В., Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А.* Навигатор диспетчера. Современные модели оперативного прогноза нагрузки распределительных электрических сетей // «Автоматизация & IT в энергетике», № 12(137), декабрь 2020 г., с. 2–10.
4. *Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А.* Навигатор диспетчера. Опыт использования в автоматизированной системе технологического управления РЭС // «Электроэнергия. Передача и распределение», 2021, № 2(65)., с. 60–64.
5. *Арапов Н.Д., Беляков Д.С., Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А.* Навигатор диспетчера. Опыт совместного использования численных математических методов и методов искусственного интеллекта // «Электроэнергия. Передача и распределение», 2021, № 4(67), с. 42–48.
6. *Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А.* Концепция навигации оперативно-диспетчерского персонала распределительной сетевой компании по оперативному управлению режимом и состоянием сети // «Энергоэксперт», 2022, № 2, с. 24–31.
7. *N. Huyghues-Beaufond, S. Tindemans, P. Falugi, M. Sun, G. Strbac* “Robust and automatic data cleansing method for short-term load forecasting of distribution feeders”, in Applied Energy, 2019.
8. *Z. Jina, J. Zhaob, S. Chakrabartic, L. Dinga, V. Terzija* «A Hybrid Robust Forecasting-Aided State Estimator Considering Bimodal Gaussian Mixture Measurement Errors», in International Journal of Electrical Power & Energy Systems, February 2020.
9. *J. Zhao, G. Zhang, Z. Y. Dong and M. La Scala,* «Robust Forecasting Aided Power System State Estimation Considering State Correlations,» in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 4, pp. 2658–2666, July 2018.
10. *Zhang P., Wu X., Wang X., Bi S.* Short-Term Load Forecasting based on Big Data Technologies. CSEE journal of power and energy systems, Vol. 1, №. 3, Sep. 2015.